

N° de série :/2024



Université Kasdi Merbah Ouargla
Faculté des hydrocarbures des énergies renouvelables
des sciences de la terre et de l'univers



Département Production
Mémoire de fin d'études
Pour obtenir du diplôme de Master
Spécialité : Production Professionnelle

Présenté par :

Mokeddem Omar Houssam Eddine – Benzitoune Chouaib
Belouannes Seifeddine

-Thème-

Optimisation du réseau de collecte d'un champ pétrolier
par un mise en place d'une pompe multiphasique MPP

Soutenue publiquement le : 06/06/2024 devant la commission d'examen

Jury:

Président: Mr. Boutalbi Mohamed Chaker
Examineur: Md. Bazzine Zineb
Encadreur: Mr. DOUAK MOHAMED

Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Univ. Kasdi Merbah Ouargla



Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH le clément de nous avoir donné la force, la chance et la patience pour terminer ce modeste travail.

Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années de travaux de recherche effectués au sein de l'université Kasdi Merbah, sous la direction de Mr : DOUAK Mouhamed pour la confiance dont il a toujours fait preuve à nos égards et pour ses perpétuels encouragements.

Nous remercions la commission d'examen d'avoir accepté d'examiner ce travail.

Nous remercions not dieu, les ingénieurs de GSE (Khaled, Abdeldjalil, Ouahiba, Ahmed Rida et Rachid) pour la collaboration dont notre stage et tous les enseignants du département de production des hydrocarbures et aux membres de juré qui ont accepté de juger notre travail.

Nous remercions aussi tous les enseignants, sans oublier l'équipe administrative du département de production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla qui ont participé de près ou de loin à notre formation durant notre cursus d'étude.

Enfin, nous remercions nos ami(e)s pour nous avoir soutenus et encouragés pendant toutes ces années.

Merci infiniment à tos



Dédicace

Nous dédions ce modeste travail à :

Mes chers Parents, à qui je dois toute la réussite dans ma vie.

A mes chers frères et Sœurs

A mes familles Mokeddem

A mes chers amis

mes collègues de ce travail Chouaib et Siefeddine

Mokeddem Omar Houssam Eddine

Mes chers Parents qui m'ont tout donné, et à qui je dois toute réussite.

A mes chers frères .A mes chères Sœurs

A toute ma famille Benzitoune

A mes chers Amis

A mes chers collègues : Siefeddine et Houssam.

Benzitoune Chouaib

Mes chers Parent, à qui je dois toute la réussite dans ma vie.

A mes chers frères et Sœurs

A toute ma famille Belouannes

A mes chers collègues : Chouaib et Houssam.

Belouannes Seifeddine

Résumé

Résumé

L'étude de l'assurance de l'écoulement des fluides multiphasiques est une étape cruciale dans l'industrie pétrolière et gazière. Elle permet de simuler en temps réel différents scénarios et d'analyser les résultats pour identifier les problèmes d'écoulement et proposer des solutions afin d'assurer un flux continu et préserver la sécurité des pipelines.

Notre travail consiste à modéliser un système de production en utilisant les logiciels Prosper et GAP. L'objectif principal est d'évaluer la réaction du réseau de production existant (RERN - RAR) suite à l'augmentation du facteur de dégradation de la pompe électro-submersible (ESP) et à l'installation d'une pompe MPP pour restaurer le débit initial de puits (600 bbl/jours), tout en déterminant les pertes de pression dans les conduites.

Mots clés: fluides multiphasiques, Prosper, GAP, réseau de Collecte, les pertes de charges, pompe multiphasique, ESP.

Abstract

The study of multiphase fluid flow assurance is a crucial step in the oil and gas industry. It allows for real-time simulation of different scenarios and analysis of results to identify flow problems and propose solutions to ensure continuous flow and preserve pipeline safety.

Our work involves modeling a production system using Prosper and GAP software. The main objective is to assess the response of the existing production network (RERN - RAR) following an increase in the degradation factor of the Electric Submersible Pump (ESP) and the installation of an MPP pump to restore the initial well flow(600 bbl/day), while determining pressure losses in the pipelines.

Keywords: multiphase fluids, Prosper, GAP, production network, pressure losses, multiphase pump, ESP.

ملخص

دراسة ضمان تدفق السوائل المتعددة الأطوار هي خطوة حاسمة في صناعة النفط و الغاز. لأنها تسمح بمحاكاة سيناريوهات مختلفة في الوقت الحقيقي وتحليل النتائج لتحديد مشاكل التدفق واقتراح حلول لضمان تدفق مستمر والحفاظ على امن الأنابيب.

يتمثل عملنا في نمذجة نظام إنتاج باستخدام برنامج Prosper و GAP الهدف الرئيسي هو تقييم استجابة شبكة الإنتاج الحالية (RERN-RAR) بعد زيادة عامل تدهور المضخة الكهربائية المغمورة (ESP)، ووضع وتركيب مضخة MPP لاستعادة تدفق البئر الأولي (600 bbl/jour)، مع تحديد الضياع في ضغط الأنابيب الناقلة.

الكلمات المفتاحية: الموائع متعددة الحالات، Prosper، GAP، الضياع في الضغط، مضخة متعددة المراحل، ESP

Tableau des Matières	
Remerciements	I
Dédicaces	II
Résumé	III
Tableau des Matières	VI
Liste des figures	VIII
Liste des tableaux	X
Liste des algorithmes	XI
Liste des abréviations	XII
Introduction	01
Chapitre I : Généralités sur le champ BRN	
1. Présentation du Groupement SONATRACH-ENI	03
2. Situation Géographique	03
3. Réseau de collecte CTH	05
3.1. Réseau de collecte de BRN	05
3.2. Production d'huile	05
4. Centre de traitement d'huile	08
Chapitre II : Les pompes multiphasiques MPP & Les pompes submersible ESP	
Introduction	10
I. Les pompes multiphasiques MPP	10
1. Pompage multiphasique	10
2. Les types des pompes multiphasiques	10
2.1. Les pompes multiphasiques à déplacement positif	11
2.1.1. Type a double vis	11
2.1.2. Type a cavité progressive	12
2.2. Les MPP retro-dynamique	12
2.2.1. Type hélico-axial	13
3. Les avantages des MPP	14
4. Système de production par les MPP	14

5. Choix de design d'une MPP	15
6. Les composants du système	16
7. Les problèmes rencontrés dans les MPP et les solutions appliquées	18
7.1. L'augmentation de température de la pompe	18
7.2. La solution appliquée	19
II. Les pompes électriques submersibles ESP	21
1. Définition	21
2. Caractéristiques	21
3. Principe de fonctionnement	21
4. Les composants de l'ESP	22
5. Les avantages des ESP	23
6. Les inconvénients Des ESP	23
Conclusion	23
Chapitre III : Analyse nodale	
Introduction	24
1. Hystérique de l'analyse nodale	25
2. Procédures, Objectifs et application de l'analyse nodale	25
2.1. Procédures	27
2.2. Objectifs	27
2.3. Applications	28
3. Choix de nœud	29
3.1 Inflow performance relationship	30
3.2 Tubing performance curves	33
4. Les corrélations de l'écoulement	34
4.1 L'utilité des corrélations	34
4.2 Les défèrent corrélation	34
5. Généralité sur les pertes de charges	35
5.1. Définition des pertes de charges	35
5.2. Types des pertes de charges	35
5.3. Objectif du calcul les pertes de charges	36

5.3.1. Calcule les pertes de charges	36
5.3.1.1. Les pertes de charges singulières	37
5.3.1.2. Les pertes de charge régulières	37
5.4. L'écoulement multiphasique	39
5.5. Les corrélations des pertes de charges dans les pipes	41
5.6. L'évaluation des performances hydraulique d'un système de transport	44
5.7. Les effets des pertes de charges dominantes	45
6. Analyse nodale, logiciel Prosper	46
6.1. Présentation de logiciel	46
6.2. Application de logiciel dans le domaine d'activation des puits	47
6.3. Les données nécessaires pour l'utilisation de logiciel	48
Chapitre IV : Etude de cas	
1. Introduction	49
2. Information sur le logiciel GAP	49
Phase 01 : Etude de performance de puits RERN 4 avec la pompe ESP avant et après l'endommagement	50
1. Historique de puits RERN 4	50
2. La performance de puits RERN 4	51
3. Dimensionnement et design de la pompe ESP avec le model Prosper	52
Phase 02 : Modélisation de réseau de collecte RERN-RAR avec logiciel GAP	57
1. Construction des lignes de production	57
2. Modélisation de la ligne MRERN-MRAR avec logiciel GAP	60
3. Le calage du model	60
Phase 03 : Dimensionnement et choix de la pompe MPP	64
1. Débit de production	64
2. Pression appliquée	64
3. Calcul des débits en condition des lignes	64
4. Vérification GVF	65
5. Catalogue de constructeur	65
6. Vérification MPP avec la charge totale du champ RERN	68

3. Conclusion	69
Conclusion générale	70
Recommandation	71
Bibliographies	72

Liste des Figures

Figure 1-1 Situation géographique du champ BRN	4
Figure 1-2 Vue aérienne d'un collecteur	6
Figure 1-3 Réseau de production du bloc 403	7
Figure 1-4 Réseau de production du bloc 401/402	8
Figure 1-5 Vue aérienne de CTH	9
Figure 2-1 Les type des MPP	11
Figure 2-2 Dessin en coupe d'une MPP a double vis	12
Figure 2-3 MPP a cavité progressive	12
Figure 2-4 MPP de type Hélico-axial	13
Figure 2-5 Comparaison entre le système de production conventionnel et MPP	15
Figure 2-6 Système de production par MPP	17
Figure 2-7 Le modèle a disque circulaire	18
Figure 2-8 Assemblage des MPP	19
Figure 2-9 Diagramme de circulation externe	20
Figure 2-10 Les composants essentiels de la pompe ESP	22
Figure 3-1 Les pertes de charges possibles dans un système de production	25
Figure 3-2 Les position des différents nœuds	26
Figure 3-3 Le point de fonctionnement	27
Figure 3-4 IPR de Fitkovitch	32
Figure 3-5 Les pertes de charges linéaire et singulière	35
Figure 3-6 Types d'écoulement	40
Figure 3-7 Carte de régime d'écoulement multiphasique	41
Figure 3-8 La variation des pertes de charges en fonction de débit	45
Figure 4.1 : Les étapes de notre étude	50
Figure 4.2 : Monitoring de la pression de réservoir de Champ RERN	51
Figure 4.3 : ESP design avec un model Prosper	52
Figure 4.4 : Point de fonctionnement ESP « RERN 4 »	53
Figure 4.5 : ESP design par le constructeur	53
Figure 4.6 : Graph présenté l'augmentation de le facteur d'endommagement de la pompe	54
Figure 4.7 : Les données de simulation et le facteur d'endommagement ESP	55

Figure 4.8 : Courbe de performance ESP	56
Figure 4.9 : Point de fonctionnement ESP après l'endommagement « RERN 4 »	57
Figure 4.10 : Le Réseau de collecte	58
Figure 4.11 : Profile altimétrique de ligne MRERN-MRAR	59
Figure 4.12 : Profile altimétrique de ligne MRERN-MRAR Figure	59
Figure 4.13 : Model GAP pour le réseau RERN-RAR	60
Figure 4.14 : Paramètres de calage de ligne RERN-RAR	61
Figure 4.15 : Paramètres de calage de ligne RERN 6	61
Figure 4.16 : Paramètres de calage de ligne RERN 5+7	62
Figure 4.17 : Paramètres de calage de ligne RERN 7	62
Figure 4.18 : Les résultats après le calage sur GAP	63
Figure 4.19 : Courbe de performance avec Pitch 88	66
Figure 4.20 : Courbe de performance avec Pitch 52	66
Figure 4.21 : Courbe de performance avec Pitch 40	67
Figure 4.22 : Courbe de performance avec Pitch 40 avec toute la charge du champ RERN	69

Liste des tableaux

Tableau II.1: Propriétés des différentes pompes multiphasiques.	14
Tableau III.1: présenté classement des catégories	34
Tableau IV.1 : Dimensions des lignes	57
Tableau IV.2 : Comparaison entre les P mesuré et P calculé sur GAP	62
Tableau IV.3 : Les débits de production	63
Tableau IV.4 : Les débits en condition de Ligne RERN 4+6	64
Tableau IV.5 : Les débits en condition de Ligne RERN 4+6+5+7	67

Liste des algorithmes

Algorithme (II.1) Débit de liquide	15
Algorithme (II.2) GOR	16
Algorithme (II.3) GVF	16
Algorithme (II.4) Débit total	16
Algorithme (II.5) Delta P crée par la MPP	16
Algorithme (III.1) La pression de nœud (Inflow)	26
Algorithme (III.2) La pression de nœud (Outflow)	26
Algorithme (III.3) La pression de nœud (dans notr cas)	26
Algorithme (III.4) équation inflow	29
Algorithme (III.5) équation outflow	29
Algorithme (III.6) Loi de darcy	30
Algorithme (III.7) Loi de darcy (Forme vectorielle)	30
Algorithme (III.8) L'indice de productivité	31
Algorithme (III.9) Méthode de Vogel	31
Algorithme (III.10) Méthode de Felkovich	32
Algorithme (III.11) Méthode de Jone Blount	33
Algorithme (III.12) Pertes de charge singulières	37
Algorithme (III.13) Pertes de charges singulières	37
Algorithme (III.14) Pertes de charges régulières	37
Algorithme (III.15) Pertes de charges régulières	37
Algorithme (III.16) Le coefficient	38
Algorithme (III.17) Formule de colebrook	38
Algorithme (III.18) Formule de Blasius	38
Algorithme (III.19) Les pertes de charges totale	44

Liste des abréviations et des symboles

ABPD	Actual Barril per Day
ACFD	Actual Cubic Feet per Day
AGIP	La Société Générale Italienne de Pétrole
BP	Bass Pressure
BRN	Bir Rebaa Nord
BRW	Bir Rebaa West
BRSW	Bir Rebaa Sud West
CTH	Centre de Traitement d'Huile
D	Diamètre intérieur de la conduite
Delta P	Perte de charge
ENI	Entité National des Hydrocarbures
ESP	Electric Submersible Pump
FGS	Flow Gathering System
FLP	Pression de ligne
<i>f_m</i>	Coefficient de la perte de charge
FWHP	Pression de la tête de puits (état dynamique)
<i>g_c</i>	Facteur de conversion
<i>g</i>	Accélération de la gravité
GOR	Gas Oil Ratio
GSE	Groupement Sonatrach-Eni
GVF	Gas Volume Fraction
H_{ESP}	Profondeur ESP
HP	High Pressure
IFM	Intermediate Field Manifold
L	Longueur de la conduite
LPT	Long production Test
MFD	Manifold
MP	Medium Pressure
MPP	Multi-Phase Pump
MRERN	Manifold RERN

MRAR	Manifold RAR
M6	Manifold 6
P	Pression
P_{asp}	Pression d'aspiration
PDP	Pompes à Déplacement Positif
PI	Indice de production
P_{MFD}	Pression de Manifold
P_r	La pression de test initial
PRD	Pompes Roto dynamiques
P_{ref}	Pression de refoulement
P_{res}	Pression de réservoir
P_{sep}	La pression de séparation
P_{wf}	La pression au fon du puits
Q	Débit
Q_{gas}	Débit de gaz
Q_{Liq}	Débit total de liquide
Q_{tot}	Débit total de mixt
Q_w	Débit d'eau
$Q_{\theta il}$	Débit d'huile
RAR	Rhourd Attar
RERN	Rhourd ErRouni North
ROD	Rhourd OledDjemaa
ROM	Rhourd Messaoud East
SCFD	Standard Cubic Feet per Day
SFNE	Sif Fatima North East
T	Température
ZAS	Zemlet el Arbi Sud
ΔP	Pertes de charge
ΔP_{tot}	Pertes de charge totale
ΔPG	Pertes de charge par gravité
ρ_m	Densité du mélange
v	Vitesse d'écoulement
φ	Diamètre intérieur de la conduite



Introduction

Introduction générale

L'industrie pétrolière et gazière est l'un des secteurs les plus importants de l'économie mondiale, Elle fournit l'énergie nécessaire aux transports, à la fabrication et à la vie quotidienne.

Dans l'industrie pétrolière et gazière, le transport des fluides multiphasiques, qui comprennent généralement une combinaison de pétrole ,de gaz et d'eau ,présente des défis uniques .L'un des aspects cruciaux pour assurer le transport efficace et fiable de ces fluides est la mise en œuvre des pompes multiphasiques .Ces pompes ,spécialement conçues pour traiter les flux multiphasiques ,jouent un rôle essentiel dans le maintien des taux de production, l'optimisation des coûts opérationnels et la garantie de l'intégrité de l'infrastructure des champs pétroliers.

Une pompe multiphasique est un équipement spécialisé qui permet de traiter simultanément le pétrole, le gaz et l'eau dans leur état mixte naturel. Contrairement aux pompes monophasé est traditionnelle, qui sont conçues pour traiter un seul fluide à la fois, Les pompes multiphasiques sont capables de traiter les proportions variables de pétrole ,de gaz et d'eau présentes dans le flux multiphasique.

L'étude de la garante de l'écoulement (Guarantor Flow) à l'aide des logiciels tel que GAP,OLGA, Est d'une importance capitale dans l'industrie pétrolière car elle permet d'optimiser les paramètres opérationnels et de concevoir des solutions rentables, En simulant différents scénarios en temps réel et en analysant les résultats:

- Les ingénieurs peuvent diagnostiquer les problèmes liés à l'écoulement, identifier les solutions potentielles et prendre des décisions éclairées pour garantir l'écoulement ininterrompu des fluides et l'intégrité du pipeline.

Notre présent travail entre dans ce contexte, son objectif principal est:

- La modélisation de système de production (Puits - Réseau de collecte - Manifold) avec un logiciel appelé GAP afin d'évaluer la réponse du réseau de production existant après l'endommagement (augmentation de facteur d'endommagement) de la pompe ESP de puits RERN 4, et déterminer les valeurs de pertes de charges dans les conduites.
- Détermination de tous les scénarios possibles et proposition d'installation une pompe MPP pour réduire la pression de ligne RERN 4.

Par conséquent, nous entamons ce mémoire présentant le travail réalisé par cette Introduction générale qui donne une idée sur le thème abordé tout en exposant clairement notre but. Ainsi ce mémoire est structuré en quatre chapitres.


Un aperçu général sur le groupement GSE et le champ de BRN sera présenté dans le premier chapitre.

Dans le deuxième chapitre, est consacré aux pompes ESP qui sera installée dans le puits et la pompe MPP, leurs types, leurs rôles, avantages et principes de fonctionnement; ainsi que le choix de design.

Le troisième chapitre on va discuter sur l'analyse Nodal et les pertes de charges qu'est liée à cet analyse.

Dans le quatrième chapitre est de prédire la performance du système de production du champ RERN avec l'évolution des paramètres de production des puits (Notamment RERN-4) en utilisant le logiciel de modélisation GAP. Discussion sur le problème ESP (broken shaft) et les solutions appliquées pour la réouverture et mise en place le puits sur production.

Nous achèverons ce travail par une conclusion générale récapitulant les principaux résultats obtenus au cours de cette étude ainsi que des recommandations futures pour une éventuelle amélioration des réseaux de collecte.



**Chapitre I :
Généralités sur le
champ BRN**

1. Présentation du Groupement SONATRACH-ENI ^[*]

Le 29 mai 1995 SONATRACH et AGIP constituent le premier groupement en Algérie dénommé GROUPEMENT SONATRACH –AGIP (GSE) qui est un organisme opérationnel et administratif mixte et paritaire, le groupe SONATRACH (Algérie) et le groupe ENI (Italie) crée dans le cadre d'une loi sur les hydrocarbures signée en 1986 permettant aux sociétés pétrolières étrangères d'explorer le sous-sol Algérien et de s'associer dans l'exploitation des gisements découverts sur des durées de 20 ans et plus.

Le GSE est un groupement régie par le décret 93 08, du 25 avril 1993, il est composé de deux grandes compagnies :

o **SONATRACH (51%)**

o **Agip-ENI ITALY (49%)**

Ses principaux champs de pétrole sont situés à Bir Rebaa Nord (BRN). Opérateur dans les blocs 403,403a, 403d (champs BRN, BRW, BRSW, ROM, ROME, ROMN, ZEA, ZEK et REC), Berkine Nord BN (Champs HBNP, HBNEP, SFPW, ZAS, RET, RRBN, HDLE, DLS, BRNP et BRSWP) et dans les blocs 401a et 402a (champs ROD).

Avec les trois trains de production du centre de traitement d'huile de Bir Rebaa nord (BRN), la production actuelle des champs GSA est d'une moyenne de 70 000 barils/jour.

2. Situation Géographique : ^[*]

L'usine de BRN (Bir Rebaa Nord) se trouve dans la zone homonyme du Sahara à environ 315 Km de Hassi Messaoud, wilaya d'Ouargla. (Voir **Figure 1-1**)

L'usine est conçue pour traiter l'huile brute arrivant des puits du gisement de BRN et l'expédier par oléoduc 20" au terminal de MESDAR éloigné d'environ 230 Km.

Un centre huile satellite nommé ROM a été réalisé pour permettre l'exploitation du gisement en plus des autres petits gisements limitrophes ZEK et ZEA. La production de ROM est collectée sur les réseaux de collecte de BRN par un oléoduc de 8" de 32 Km.

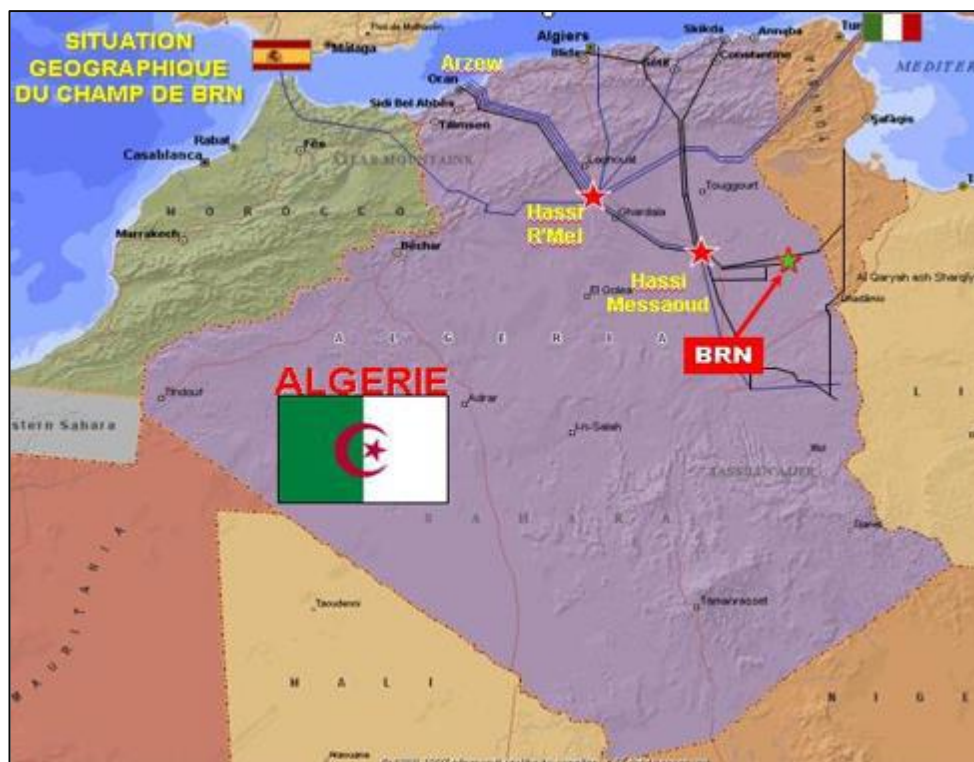


Figure 1.1 : Situation géographique du champ BRN [*]

Les activités de l'association remontent au 15/12/1987, date de signature du premier contrat d'association entre SONATRACH (Société Nationale de Transport et Commercialisation des Hydrocarbures) et la société italienne ENI (Ente National Hydrocarbure) pour la recherche et l'exploitation des hydrocarbures sur le bloc 403. Depuis cette date à ce jour le GSE est arrivé gérer plusieurs blocs (403, 403a, 403d, ROD et Gis SAT).

Bloc 403 : contient les gisements :

- BRN: Bir Rebaa Nord
- BRW: BIR Rebaa west
- BRSW : Bir Rebaa Sud West

Bloc 403a : contient les gisements :

- ROM : Rhourd Messaoud Est
- REC : Rhourd Ech Chuli

Bloc 403d : contient les gisements :

- ROD: Rhourd Oled Djemaa
- SFNE: Sif Fatima North Est

Gisements satellites :

- BSF: Bir Sif Fatima
- SF : SIF FATIMA
- RDB: Rhourd Debdaba
- RERN: Rhourd Er Rouni North
- RAR : Rhourd Attar

Ces gisements s'étendent sur les blocs 401a, 402a, 403a et 403d.

3. Réseau de Collecte CTH : ^[*]**3.1. Réseau de Collecte de BRN:**

C'est l'ensemble des conduites affectées au transport des effluents brut entre les puits et le centre de traitement d'huile (CTH). Ce réseau permet de faciliter le transport des effluents et réduire l'investissement (surtout si le CTH est éloigné ou si le champ est étendu). Généralement, on peut trouver deux types des liaisons :

- Liaison individuelle** : utilisé lorsque le **CTH** est très proche du puits.
- Liaison par collecteur** : (manifold) : ce type c'est le plus utilisé, se réalise par le choix d'un ou plusieurs points de groupement, où aboutissent les lignes de production, les effluents sont mélangés par le collecteur vers le **CTH**.

3.2. Production d'Huile :

La production qui sort des puits est acheminée par des pipelines de différents sizes allant de 4" à 8" diamètre vers un collecteur (Manifold). Ce dernier, est un noeud de collecte où la production de groupe de puits est rassemblé à une sortie principale (de 8 "à 16"), elle peut circuler vers un autre collecteur à grouper avec d'autres puits ou à atteindre le collecteur final dans le CTH.



Figure 1.2 : Vue aérienne d'un collecteur (Google Maps).^[*]

Tous les puits ne peuvent pas être regroupés, cela dépendra des pressions de la ligne qui changent pendant l'épuisement des champs. Ils devraient avoir des pressions similaires, sinon certains puits ne pourront pas circuler dans les lignes, pour ces raisons, le regroupement peut changer au cours des années.

Si le regroupement ne peut pas être changé, il est possible d'augmenter directement la pression de la canalisation des puits à l'aide de la Pompe à Débit Multi-Phasique (MPP) ou du Compresseur (pour envoyer du gaz de la ROM CTH au CTH principal).

Le schéma (**Figure 1.3**) montre le réseau de production d'huile pour le bloc 403 : Les fluides produits sont collectés dans 9 collecteurs, dont 3 (M1; M2; M6) convergent directement dans le collecteur d'entrée CTH.

Pour la zone ROM (ROM, ROM N, ZEA, ZEK, RHB), il existe un CTH spécifique (ROM AIFG temporaire CTH) connecté au collecteur M7.

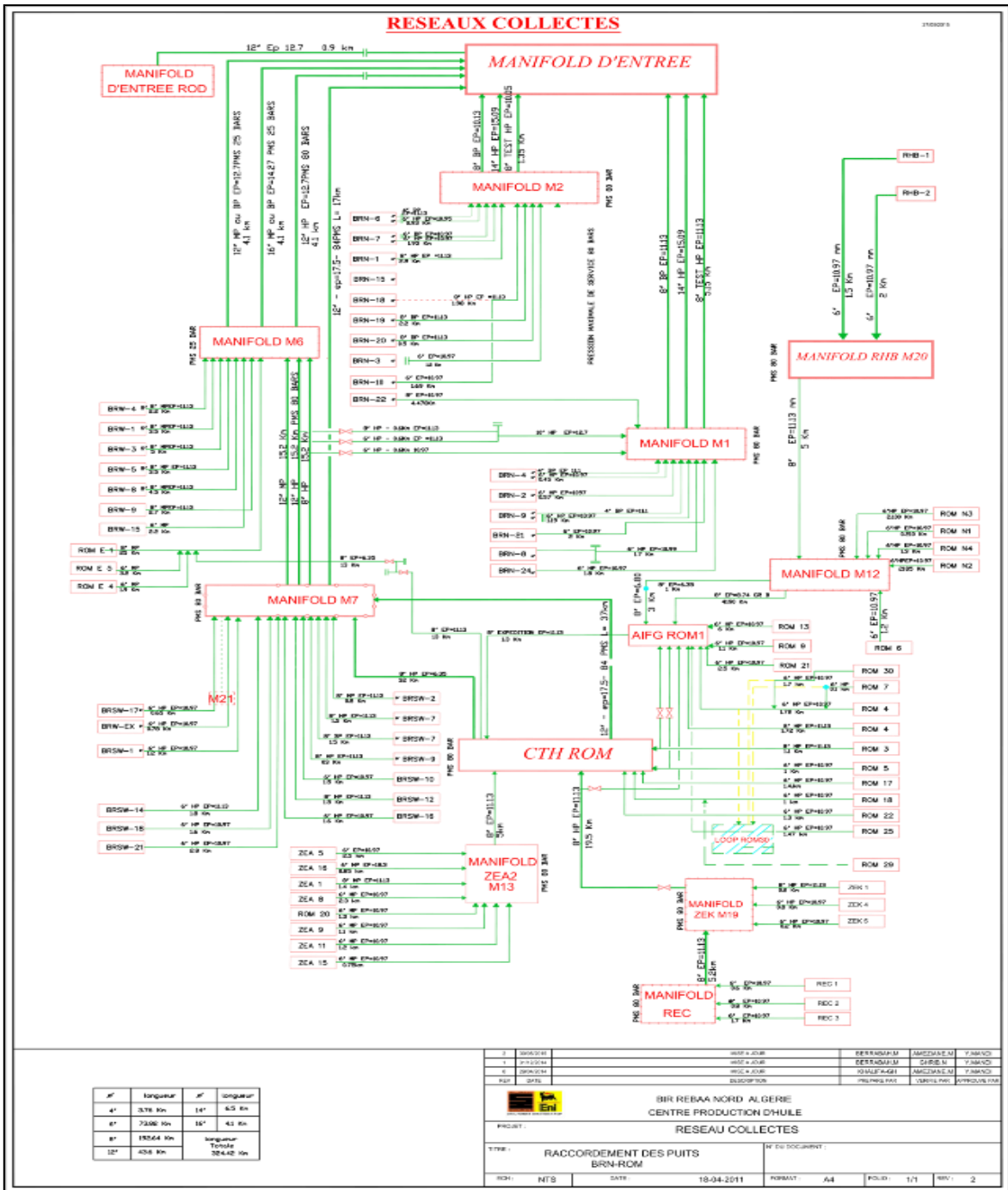


Figure 1.3 : Réseau de production du bloc 403. [*]

Le réseau du bloc 401/402, montré dans le schéma (Figure 1-4), se compose de cinq (05) collecteurs intermédiaires (IFM) qui convergent en un système unique de rassemblement de champ (FGS). De FGS, tous les fluides sont envoyés par 3 pipelines 12" à 16" au CTH.

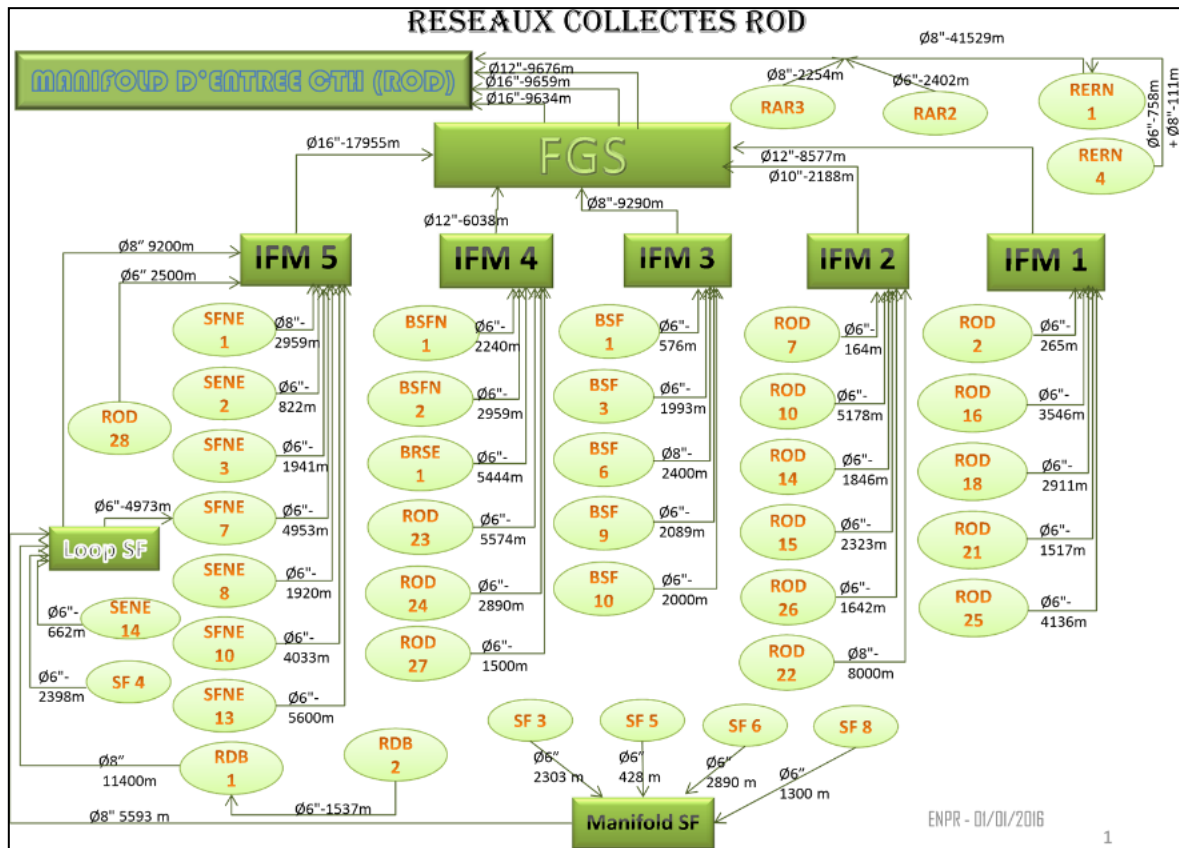


Figure 1.4 : Réseau de production Block 401 \ 402. [*]

Le pétrole brut arrivant des puits (RAR2 , RAR3, RERN6 RERN4 et RERN5) à très basse pression, ils sont directement connectés au CTH sans collecteur et envoyées directement vers le séparateur BP

4. Centre de Traitement Huile (CTH) : [*]

CTH est le centre de traitement de l'huile où tous les fluides produits par tous les champs BRN / ROD sont collectés et traités pour obtenir de l'huile commercialisable. Avant d'entrer dans le CTH, les fluides produits n'ont pas été soumis à aucun traitement.

Il existe vingt-cinq (25) champs directement liés au CTH principal : BRN, BRW, BRSW, ZEA, ROME, SFPW, HBNEP, BRSWP, BRNP, RRBN, RET, HDLE, HDLS et ZAS pour BRN Side et ROD, SFNE, BSF, BSFN, RAR, RERN, RDB, SF pour ROD Side.

D'autres champs ROM, ROMN, HTZE, HBNP, ZEA, ZEK, REC, RHB sont très éloignés du CTH (entre 50 et 80 KM): pour cette raison, un traitement local est effectué au CTH

-ROM où l'huile produite, après un processus de séparation , est envoyé avec son gaz au CTH pour le traitement final.

Une fois cette huile est séparée et stabilisée, elle sera expédiée vers Mesdar ensuite vers le terminal Haoud El Hamra (HEH). Le gaz est réinjecté dans le gisement afin d'améliorer le rendement des puits producteurs d'une part et d'autre part garantir la continuité de la ressource en gaz. Quant à l'eau résultante de la séparation, elle est soit réinjectée dans le gisement pour maintenir la pression des gisements soit évacuée vers des bassins d'évaporation.

Le CTH est composé de trois (03) trains de production :

- **Train 1** : reçoit la charge provenant de BRN1, BRN2, BRN4, BRN8, BRN9 (ligne HP), BRN6 (ligne BP) BRW1, BRW3, BRW4, BRW8 (ligne MP). Ce train est devenu opérationnel en 1995, avec une capacité de traitement de 40 000 bbl / j.
- **Train 2**: reçoit la charge provenant des champs ROM, ZEK, ZEA, REC, ROME, BRSW7, BRSW10, BRSW16, BRSW-17, BRW-EXT, BRSW6, BRW5, BRW9 ,HBNEP, HTZE HBNP, BRNP (ligne HP et MP). Ce train est devenu opérationnel en 2000, avec une capacité de traitement de 40 000 bbl / j.
- **Train 3**: reçoit la charge provenant des champs ROD, BSF, SFNE ,SF (ligne HP). RAR, RERN (ligne BP). Ce train est devenu opérationnel en 2005, avec une capacité de traitement de 80 000 bbl / j.



Figure 1.5 : Vue Aérienne de CTH. [*]

Chapitre II :
Les pompes
multiphasiques MPP
&
Les pompes
submergée ESP

Introduction:

Les pompes jouent un rôle crucial dans de nombreuses industries, notamment dans le domaine pétrolier et gazier, ainsi que dans le secteur de l'eau et des eaux usées. Deux types de pompes largement utilisées dans ces domaines sont les pompes multiphase (MPP) et les pompes électriques submersibles (ESP). Ces deux technologies offrent des avantages distincts et sont adaptées à des applications spécifiques. Dans ce chapitre, nous examinerons en détail les caractéristiques, les performances et les applications de ces deux types de pompes, en mettant en lumière leurs avantages respectifs et en explorant les scénarios dans lesquels chacune excelle.

I- Les pompes multiphasiques MPP

La demande d'énergie connaît une croissance accélérée, La plus grande partie des champs de pétrole et de gaz récupérables dépassant leur capacité de production optimale. L'apport des pompes multiphasiques peuvent subvenir à cet accroissement de la demande. Ces systèmes ajoutent la pression à l'écoulement multiphasique et ont la capacité de supporter les hautes valeurs des gaz (GOR élevé).

1. Pompage multiphasique (Surface Multiphase Boosting) :

La pompe multiphasique est une technologie efficace pour la production de pétrole et de gaz utilisée dans le monde entier. Elle est conçue pour fonctionner avec des fractions volumiques de gaz élevées (GVF) et des bulles de gaz pouvant contenir jusqu'à 100 % de gaz.

Elle transporte des fluides multiphasiques en utilisant un seul pipeline au lieu de séparer le pétrole, le gaz et l'eau dans la zone de collecte et d'exporter le pétrole, le gaz et l'eau vers le CPF via des pipelines distincts.

La MPP permet de réduire la pression à la tête du puits tout en augmentant la pression du fluide pur du puits (pétrole, gaz, eau, impuretés) aux pressions requises par les installations existantes, ce qui permet à tous les puits de production d'être mis en service et de produire sans séparation, brûlage à la torche ou dégazage.

2. Les types des pompes multiphasiques : ^[1]

La (figure 2.1) représente les différents types des pompes multiphasiques. Dans les champs de GSE il existe seulement les pompes :

- Twin Screw
- Hélico-Axial
- PCP

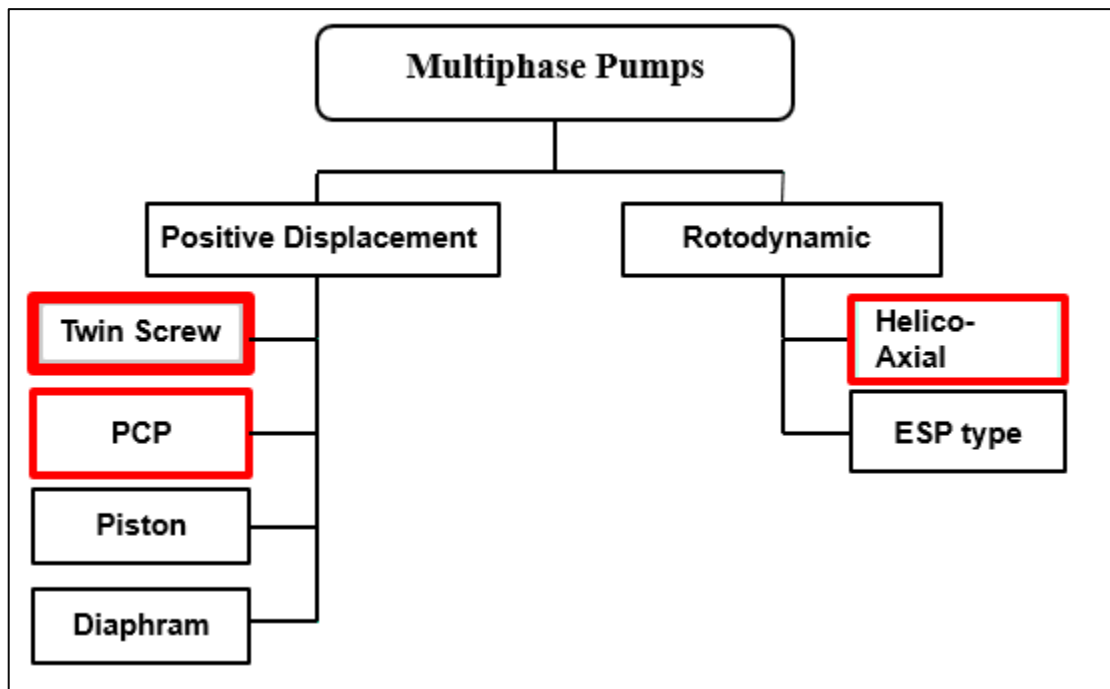


Figure 2.1 : Les types des pompes multiphasiques. [1]

2.1. Les MPP à déplacement positif : [2]

Elles fonctionnent en transférant une quantité définie de fluide à travers une chambre de pompage fonctionnant à une vitesse particulière. Lors du passage du fluide de l'aspiration au refoulement, la pression différentielle est ajoutée de manière hydrostatique plutôt que dynamique.

Ces pompes sont moins sensibles à la densité du fluide, ce qui rend les pompes à déplacement positif plus intéressantes pour les installations de surface, parce que les fluides en surface sont à des P et T plus basses et ont tendance à avoir des fractions de gaz plus élevées et changement de densité.

2.1.1 Type à double vis (Twin Screw) :

Le fluide est divisé en deux entrées situées de part et d'autre de la pompe, ce qui permet d'égaliser les contraintes liées à l'engorgement. Le fluide transporté traverse une chambre créée par les vis jumelées d'alimentation qui s'engrènent l'une dans l'autre et se déplace axialement sur la longueur des vis jusqu'à la sortie située en haut de la pompe.

Le débit volumétrique pompé dépend du pas, du diamètre et de la vitesse de rotation des vis.

-La (figure 2.2) montre un dessin en coupe d'une pompe à double vis.

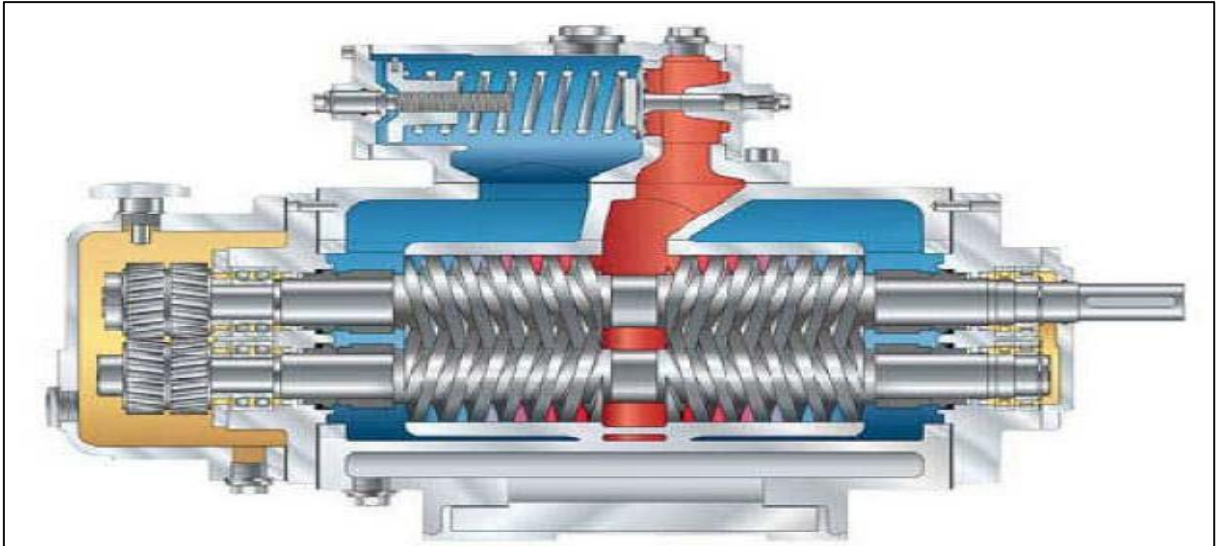


Figure 2.2 : Dessin en coupe d'une pompe multiphasique à double vis. [2]

2.1.2 Type à cavité progressive (PCP) :

Fonctionne sur la base d'une vis à filetage externe (rotor) tournant à l'intérieur d'un stator à filetage interne. Lorsque le rotor tourne dans le stator, des chambres se forment et se remplissent de fluide qui progresse du côté aspiration de la pompe vers le côté refoulement de la pompe. La ligne d'étanchéité continue entre le rotor et l'hélice du stator maintient le fluide en mouvement régulier à un débit fixe proportionnel à la vitesse de rotation de la pompe.

-La (figure 2.3) suivante montre un exemple de PCP :

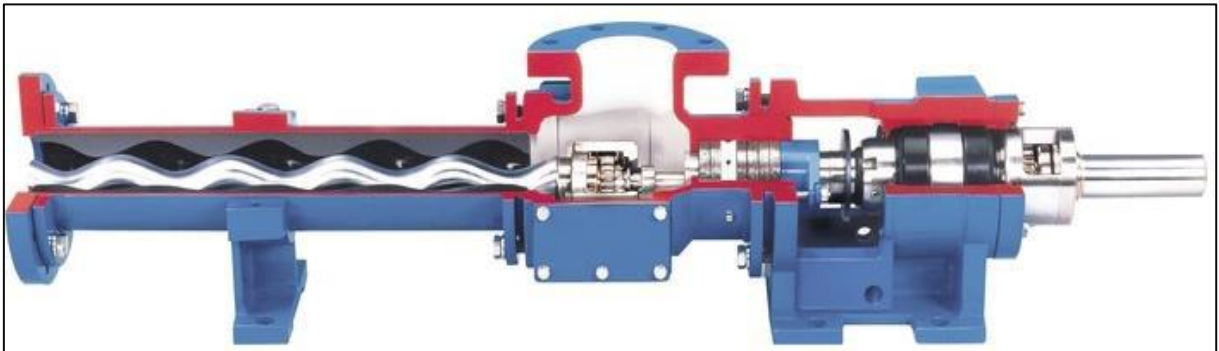


Figure 2.3 : Pompe multiphasique à cavité progressive. [2]

2.2. Les MPP Roto-dynamiques : [2]

Fonctionnent en ajoutant de l'énergie cinétique au fluide, qui est ensuite convertie en pression, ce qui a pour effet d'augmenter la pression du fluide. L'augmentation réelle de la pression est proportionnelle à la densité du fluide pompé, plus la densité du fluide est élevée, plus l'augmentation de la pression est importante.

Pour cette raison, les pompes de type dynamique sont plus sensibles à la densité du fluide que les pompes volumétriques, et tendent à être utilisées dans des applications où les fractions volumiques maximales de gaz sont plus faibles.

2.2.1 Type hélico-axial :

Se compose d'un certain nombre d'étages de surpression individuels, chacun étant constitué d'une roue montée sur un arbre de rotation unique, suivie d'un diffuseur fixe. La roue transmet de l'énergie cinétique au fluide, qui est convertie en pression dans le diffuseur.

Le diffuseur homogénéise le fluide et le redirige vers l'étage suivant de la roue. Ce mélange entre les étages empêche la séparation du mélange gaz-huile, ce qui permet d'obtenir des caractéristiques pression-débit stables et une efficacité globale accrue.

Les pales de la roue ont une forme hélicoïdale typique, et le profil de la roue de type ouvert ainsi que la disposition des pales du diffuseur sont spécifiquement conçus pour empêcher la séparation du mélange multiphasique à l'intérieur de la pompe.

Les capacités de pompage de cette pompe sont fonction du GVF à l'aspiration, de la pression d'aspiration, de la vitesse, du nombre d'étages de la roue et de la taille de la roue.

-La (**figure 2.4**) montre une pompe hélico-axiale configurée verticalement et un gros plan de quatre étages individuels.

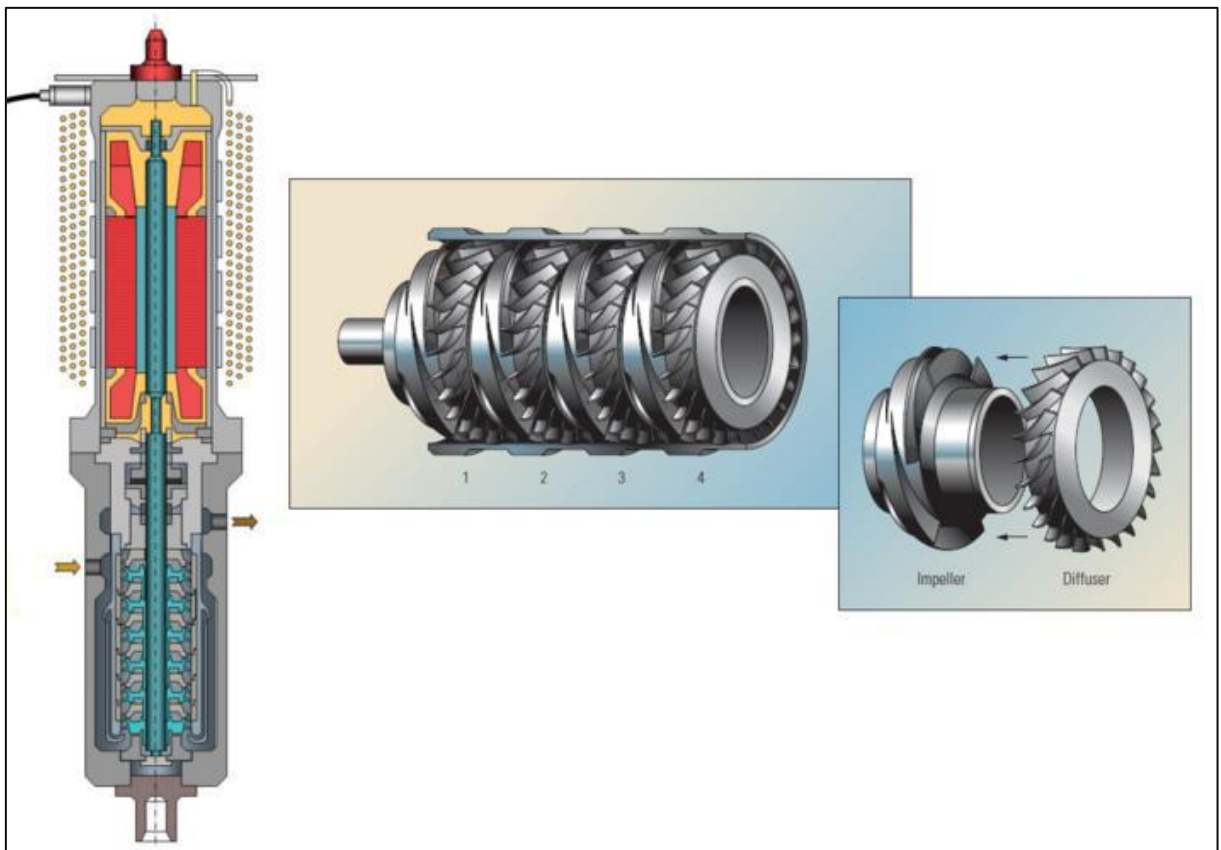


Figure 2.4 : Pompe multiphasique de type hélico-axial. [2]

- Les propriétés des différentes pompes multiphasiques :

Tableau II-1: Propriétés des différentes pompes multiphasiques.

Type de pompe	GVF max	ΔP max
PCP	99%	40 bar
TS	99,5%	100 bar
HA	86%	60 bar (pas facilement)

3. Les avantages des pompes multiphasiques : ^[3]

On peut résumer les avantages des pompes multiphasiques dans :

- Les systèmes « MPP BOOSTER » permettent d'augmenter la production de pétrole en abaissant le 'back pressure' en tête de puits.
- Permettre aux puits de produire à une pression d'écoulement plus faible en tête de puits.
- Les MPP assurent le transfert de fluides gazeux, visqueux et sablonneux avec une gamme de matériaux résistants à la corrosion et des performances stables indépendamment des variations de viscosité ou de pression.
- Transporter le mélange (multiphasique) sur de grandes distances sans avoir recours à un équipement de séparation des gaz conventionnel (Élimine les coûts supplémentaires).
- Aucun torchage de gaz (réduire les émissions de CO₂ et de CH₄).
- Installation rapide et faible coût d'installation.
- Fonctionnement souple et fiable.

4. Système de production par les pompes multiphasique : ^[4]

Le pompage multiphasique permet d'acheminer le flux de production vers le centre de traitement sans nécessiter des pipelines individuels pour chaque phase ou bien séparateurs, de réchauffeurs, de réservoirs de stockage intermédiaires, de torchères, de compresseurs, etc. (Figure 2.5).

L'élimination de ces équipements de surface sur le site du puits permet de réduire considérablement les installations et les coûts

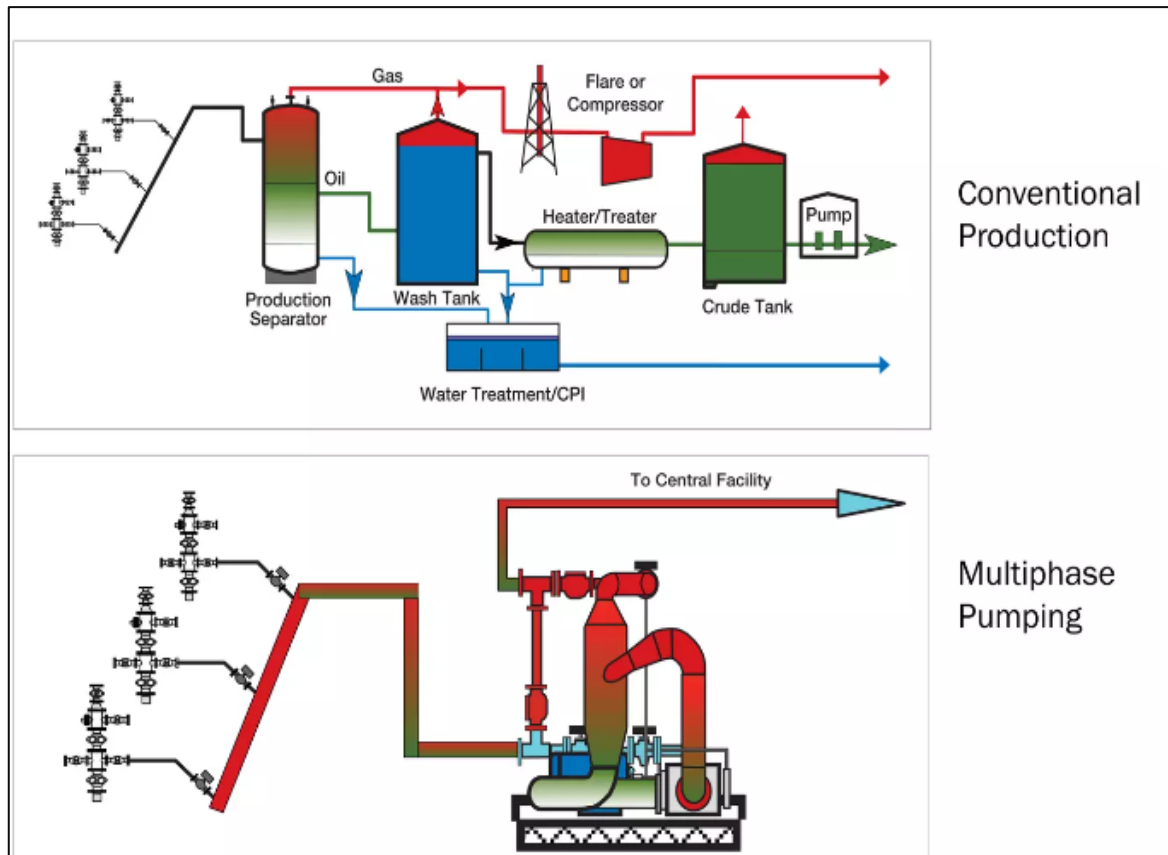


Figure 2.5 : Comparaison entre le système de production conventionnelle et les pompes multiphasiques. [4]

5. Choix de design d'une pompe multiphasique : [5]

Pour choisir le design correct de la pompe multiphasique, nous devons déterminer les paramètres suivants :

- Débit de gaz (1000Sm³/d)
- GOR (Sm³/ Sm³)
- Débit de liquide (Sm³/d)
- GVF (%)
- Débit total (Am³/h)
- La pression d'aspiration (bar)
- La température d'aspiration (°C)
- La pression de refoulement (bar)

Une pompe multiphasique est dimensionnée pour l'état d'aspiration. Les fournisseurs évaluent leurs pompes en barils par jour de capacité de débit mixte, il est important de comprendre qu'ils parlent du débit total de pétrole, de gaz et d'eau à l'état d'aspiration.

Débit de liquide (Sm³/d) :

$$Q_l = Q_{huile} + Q_{eau} \dots \text{(II.1)}$$

GOR (Sm^3/Sm^3) :

$$GOR = \text{débit de gaz} \cdot 1000 / \text{débit d'huile} \dots \text{ (II.2)}$$

GVF (%) :

$$GVF = [Q_g \cdot 1000 (\text{Sm}^3/\text{d}) / P_{asp}(\text{bar})] / [Q_g \cdot 1000 (\text{Sm}^3) / P_{asp}(\text{bar}) + Q_l (\text{Sm}^3/\text{d})] \dots \text{ (II.3)}$$

Débit total (Am^3/h) :

$$(\text{Am}^3/\text{h}) = [(Q_g \cdot 1000 (\text{Sm}^3/\text{d}) / 24] + [(Q_g \cdot 1000 (\text{Sm}^3/\text{d}) / 24) (273 + T(^{\circ}\text{C}) / 273 + 15 P_{asp})] \dots \text{ (II.4)}$$

ΔP crée par la pompe :

$$\Delta P = P_{refoulement} - P_{aspiration} \dots \text{ (II.5)}$$

Après avoir calculé le débit total et la différence de pression que la pompe doit fournir, on choisit la pompe en fonction de ces deux derniers paramètres sur la courbe de performance des différentes pompes proposée par le fournisseur pour vérifier la bonne performance de la pompe multiphasique MPP.

Les pompes MPP (plus précisément à déplacement positif/ twin screw) peuvent manipuler un GVF élevé. Si le GVF devient plus de 95%, une considération spéciale (comme le recyclage du liquide du refoulement de la pompe vers l'aspiration) est nécessaire.

Ces paramètres tels que la pression d'aspiration minimale et la pression de refoulement etc ... sont fournis aux fournisseurs pour choisir le design correct de la pompe multiphasique qui doit être installé.

6. Les composants du système :

Les pompes multiphasiques à double vis (Twin screw) constitué d'une pompe entraîné par un moteur sont montés sur skid comprennent: pompe, moteur ou engin, plaque de base, couplage, tuyauterie, filtres, soupapes, système d'huile d'étanchéité, Système d'huile lubrifiante, système de gestion de liquide, instrumentation et système de surveillance, VFD, système de contrôle, système de détection de liquide, système de détection de fuites ,etc..

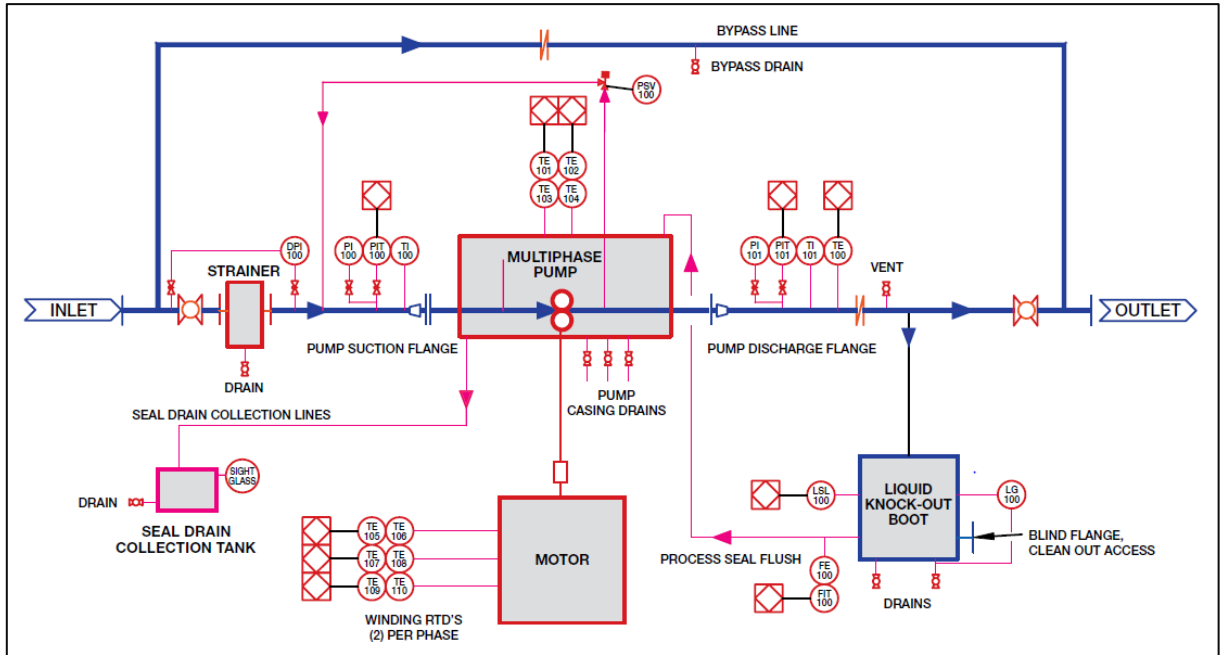


Figure 2.6 : Le système de production par les pompes multiphasique. [5]

- **Vanne de commande à l'entrée et sortie :**

C'est une vanne de régulation automatisée qui permet l'ouverture et la fermeture à distance pour régler la pression.

- **Filtre :**

Pour le filtrage de mélange en cas ce dernier contenant de sable.

- **Chambre de séparation :**

Pour deviser le flow en deux partie (l'aspiration de la pompe).

- **La pompe :**

Pour augmenter la pression de mélange.

- **Collecteur de refoulement :**

Dans ce système il y a une petite ligne qui est utilisé pour la recirculation du liquide en cas le pourcentage de gaz augmente pour garder la température de la pompe stable et ne dépasse pas les limites supérieurs

- **La soupape :**

C'est un système de sécurité installé sur la ligne de refoulement pour protéger la pompe contre la surcharge de pression, en cas la pression de la ligne augmente il se décroche et achemine le fluide vers la torche.

- **Système de lubrification :**

C'est un système consiste à injecté l'huile pour lubrification des roulements et les engrainages.

- **Système d'étanchéité :**

C'est un système consiste a injecté une huile, cette huile crée un film pour éviter que le brut de puits ne mélange pas avec l'huile de lubrification.

- **Variateur de fréquence (VFD) :**

C'est pour l'alimentation des pompes en électricité (moteur électrique).

7. Les problèmes rencontrés dans les pompes MPP et les solutions appliqué :^[6]

7.1. L'augmentation de température de la pompe :

Les principes de la pompe à déplacement positif montrent que le gaz est comprimé par la phase liquide dans le mélange et se déplace axialement de l'aspiration à la décharge de la pompe.

Lors d'une haute valeur de GVF, la quantité de liquide qui accompagne le gaz est très faible et au-dessus d'un certain GVF la pompe perd sa capacité à comprimer le gaz à la pression de sortie.

Cette perte de pression provoque toute la puissance utilisée pour comprimer le gaz pour se transformer en énergie interne et il provoque une augmentation rapide de la température dans la pompe.

Bien que des tolérances de vis plus serrées puissent augmenter le rendement volumétrique, dans le cas d'une opération à GVF élevée, la dilatation thermique des rotors peut les faire frotter, endommageant la machine.

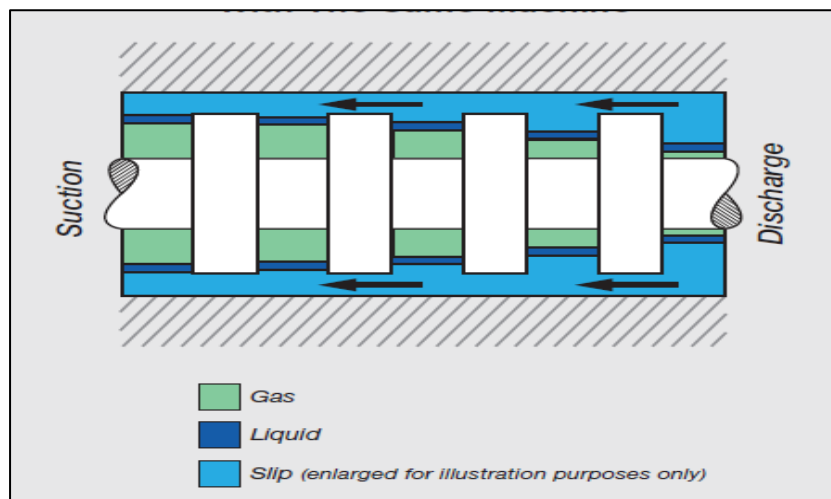


Figure 2.7 : Le modèle à disque circulaire (cas d'un mélange).^[6]

L'idée de base du fonctionnement de la pompe multiphasique peut être expliquée par le modèle à disque circulaire (**figure 2.7**). Les chambres entre les disques se déplacent (comme une chaîne infinie) à travers le boîtier de la pompe et transportent le fluide enfermé à l'intérieur des chambres depuis l'aspiration jusqu'au refoulement avec une pression différentiel suffisante.

7.2. La solution appliquée :

Une solution faite par Leistriz Corporation implique un système spécial de chasse d'eau de joint. Le liquide de l'échappement de la pompe passe à travers 'une botte' de collecte de liquide.

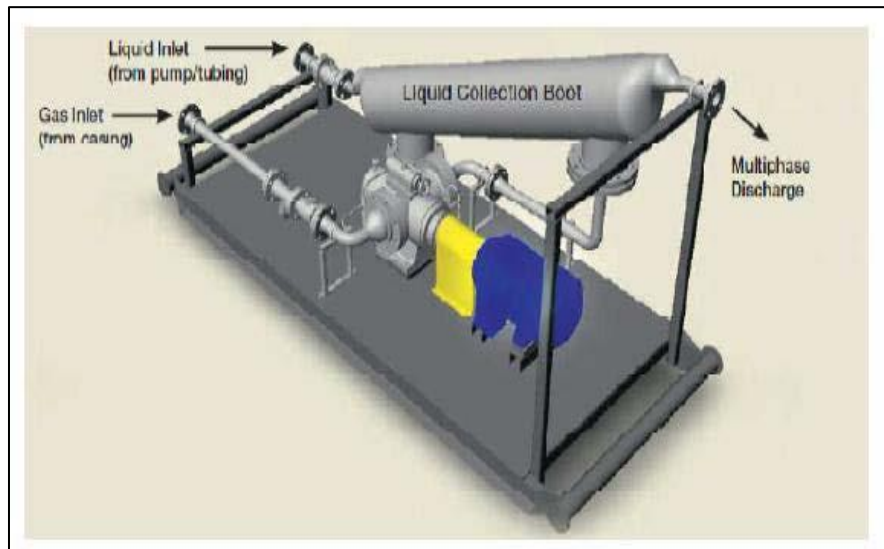


Figure 2.8 : Assemblage des pompes multiphasiques Leistriz ^[6]

La (**figure 2.8**) montre un rendu numérique d'un skid MPP typique de Leistriz et la (**figure 2.9**) montre un schéma de base pour le fonctionnement principal.

Le principe de base de 'la botte' de collecte de liquide est d'agir comme un réservoir de fluide dans des conditions de fonctionnement à haut GVF. Le grand volume de fluide dans le réservoir permet à la pompe de fonctionner à 100% GVF pendant une durée prolongée.

Le fonctionnement du système est simple. Le fluide à l'intérieur du réservoir est stocké à la pression d'échappement et le réservoir est relié au boîtier de la pompe par des tubes en acier inoxydable. Lorsque le liquide circule à travers le joint d'étanchéité, il est vidé dans la section de pompage et la pression différentielle à travers l'entrée de la pompe vers l'échappement entraîne le fluide de 'la botte'.

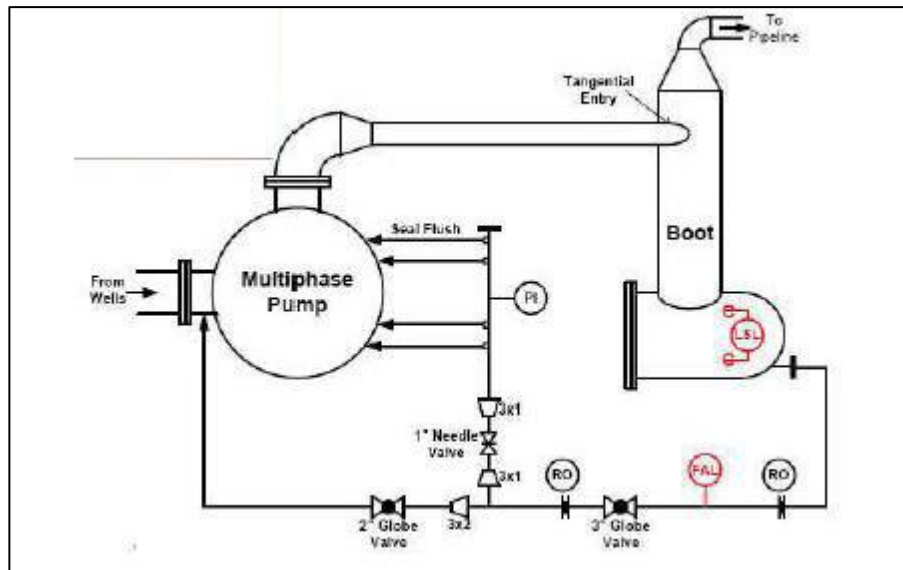


Figure 2.9 : Diagramme de recirculation externe. [6]

La limite de température qui régit le temps passé à 100% de GVf dépend des joints d'étanchéité qui séparent la chambre de vis des paliers et du boîtier d'engrenage.

Si la pompe fonctionne à une température supérieure à la température prévue des joints, il y a le risque de défaillance du joint. Le liquide circulant devient alors le principal facteur d'augmentation de la température des joints.

Lorsque le liquide circule à nouveau, il absorbe la chaleur créée par la compression du fluide multiphasiques et retourne à 'la botte knockout'. Une fois-là, il est réintroduit à la pompe d'aspiration et la température monte de nouveau. Ce cycle continu, se répète jusqu'à ce que la température maximale de la pompe soit atteinte ou une manière appropriée d'enlever la chaleur dans 'la botte de knockout' est implémentée.

II- Les pompes électriques submersibles ESP (Pompe submergée) :

1. Définition :

Les Systèmes de Pompe submersible électrique (ESP) comprend un moteur électrique et une unité de pompe centrifuge sur la colonne de production (tubing) et à connecter au mécanisme du contrôle de la surface et au transformateur par un câble du pouvoir électrique.

2. Caractéristiques :

- Capital d'investissement : faibles si une source électrique est disponible.
- Efficacité : Aux environs de 50% pour les puits à production élevée et <40% pour une production <1000 BPD.
- Flexibilité : Meilleur avec l'installation d'un VSD.
- Récupération : Conseiller pour balayage d'eau primaire et secondaire.
- Densité d'huile : Pas de limitations. Préférable pour un API >12.
- Inclinaison : Très bien adapté aux puits verticaux. Bien pour les puits inclinés mais nécessite un long radius.

3. Principe de fonctionnement :

La pompe centrifuge cède au fluide qui la traverse, l'énergie mécanique que lui fournit son moteur électrique d'entraînement sous forme d'énergie cinétique.

Le diffuseur est à aubes fixes qui ralentissent l'effluent ; comme la vitesse diminue, la pression augmente, on a donc un lift de l'effluent. Les pompes centrifuges sont en principe destinées à absorber des fluides monophasiques.

Pourtant elles sont souvent utilisées dans des conditions où du gaz libre est présent à leurs ouïes d'aspiration. Pour limiter le gaz libre passant dans la pompe, l'industrie met à la disposition des producteurs, des séparateurs de gaz essentiellement de deux types : statique ou dynamique. De plus, une partie du gaz libre qui se présente à la hauteur de l'unité de pompage n'entre pas dans le séparateur mais il est directement évacué dans l'annulaire Casing-Tubing.

L'énergie électrique est acheminée au moteur depuis la surface par un câble triphasé déroulé et fixé sur le tubing. La pompe centrifuge submergée est commandée par le VSD (Variable Speed Drive) qui permet de faire varier la fréquence d'alimentation appliquée au moteur électrique ainsi que la tension.

4. Les composants essentiels de la pompe :

Le moteur électrique :

C'est un moteur à induction à cage d'écureuil, 2 pôles et 3 phases tournant en général à environ 2900 Tr/m pour 50Hz et 3500 Tr/m pour 60 Hz, sous des tensions allant de 600 à 2400 V et pour des intensités variables des 20 à 120 ampères.

Le protecteur :

Encore appelé seal ou equalizer selon les constructeur, Le protecteur va assurer la liaison étanche entre le moteur et la pompe. L'élément comporte une chambre remplie d'huile propre créant un tampon d'égalisation des pressions entre l'huile du moteur et l'effluent du puits, tandis que des joints d'étanchéité empêchent la migration de l'huile le long de l'arbre.

Séparateur de gaz :

Dans les puits à haute présence de gaz libre, doit être séparé au liquide avant de réduire la production et la dure de vie de l'exécution de système pour éviter la cavitation de la pompe.

La pompe immergée :

C'est une pompe centrifuge multi-étage comprenant le nombre d'étage nécessaires pour obtenir la hauteur de refoulement désirée, le nombre d'étage pouvant atteindre plusieurs centaines.

Le câble électrique :

Le câble d'alimentation électrique c'est un partie très important dans le système de pompage il nécessite de maîtrise les choix de matière aussi la qualité pour offrir un rendement optimum et une dure de vie exécutif et maximal parce que c'est la source principale pour alimenter le système.

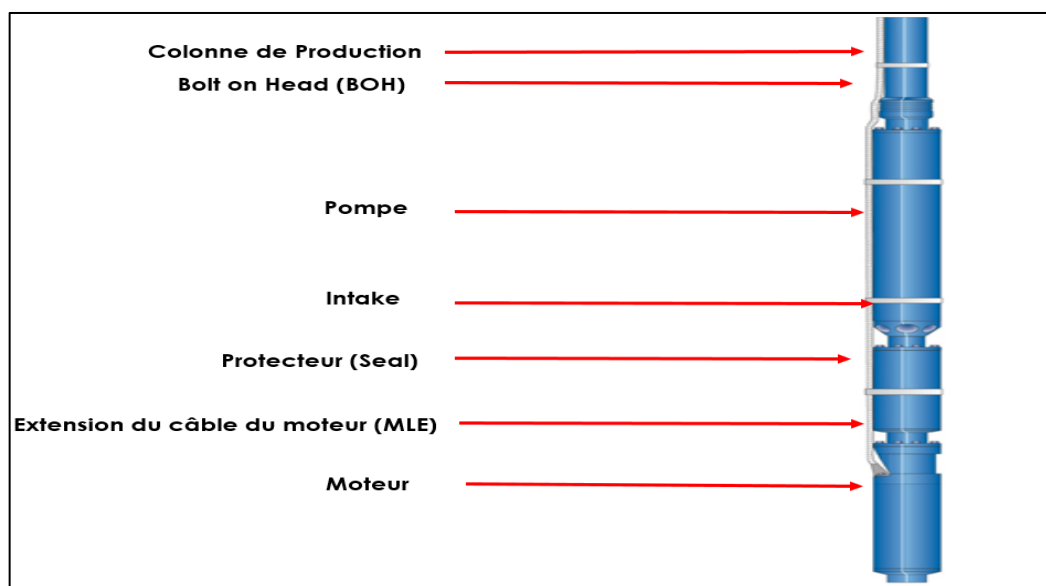


Figure 2.10 : Les composants essentiels de la pompe ESP

5. Les Avantages des pompes électriques submersibles :

- Possibilité de débits importants à faible ou moyenne profondeur.
- Equipements de surface peu encombrants.
- Problèmes quotidiens de surveillance réduits au minimum, à moins d'une défaillance de la pompe.
- Excellent pour les puits dévie.
- Le cout de maintenance n'est pas cher.
- Conseiller pour balayage d'eau primaire et secondaire.

6. Les Inconvénients des pompes électriques submersibles :

- La taille du casing peut limiter l'utilisation de grands moteurs et pompes.
- Limité à une température de 120 C dans les conditions de fonctionnement normales et une température de 200 C avec l'utilisation des matériaux spéciaux (t limitée par la puissance du moteur ou sa température).
- Déconseillé pour un débit instable.
- Limité avec une viscosité environ 200 Cp.
- Faible tolérance en présence de sable.
- Mal adapte dans le cas des puits de grand quantité de gaz (fort GOR).

Conclusion :

Les pompes multiphase (MPP) et les pompes électriques submersibles (ESP) sont deux technologies essentielles dans diverses industries, offrant des avantages distincts pour des applications spécifiques. Les MPP sont idéales pour le transport simultané de liquides, de gaz et de particules, tandis que les ESP sont adaptées aux applications de pompage submersible dans des environnements difficiles. En comprenant les caractéristiques, les performances et les applications de ces deux types de pompes, les professionnels peuvent choisir la technologie la plus adaptée à leurs besoins spécifiques, optimisant ainsi l'efficacité opérationnelle et la fiabilité des systèmes de pompage.



**Chapitre III :
Analyse Nodale**

Introduction :

L'approche d'analyse nodale de systèmes est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur). C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer les performances du système de beaucoup de puits. Cette technique est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50.

Tout puits de production est foré et complété pour extraire l'huile, le gaz, ou l'eau du réservoir. Pour vaincre les pertes de charge dans les installations du fond ainsi que les installations de surface pendant l'extraction de ces fluides, l'énergie est exigée. Les fluides doivent déplacer à travers le réservoir, la colonne de production et l'équipement de surface pour atteindre enfin le(s) séparateur(s).

Le système de production peut être simple ou inclure beaucoup des composants dans lesquels les pertes de charges se produisent.

Système de production simple. Ce système consiste en trois phases:

1. Ecoulement à travers le milieu poreux (le réservoir).
2. Ecoulement à travers la colonne de production.
3. Ecoulement à travers l'équipement de surface.

La **figure 3.1** représente les différentes pertes de charge qui se produisent dans le système du réservoir jusqu'à le séparateur.

En commençant par le réservoir ces pertes de charge sont notées comme suit:

$$\Delta P_1 = P_r - P_{wfs} \quad = \textit{loss in reservoir}$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} \quad = \textit{loss across completion}$$

$$\Delta P_3 = P_{wf} - P_{wh} \quad = \textit{total loss in tubing}$$

$$\Delta P_4 = P_{wh} - P_{sep} \quad = \textit{total loss in flowline}$$

$$\Delta P_T = P_{DSC} - P_{sep} \quad = \textit{total pressure loss}$$

Les différentes configurations des puits peuvent varier des systèmes simples à un système plus compliqué la (**figure 3.1**).

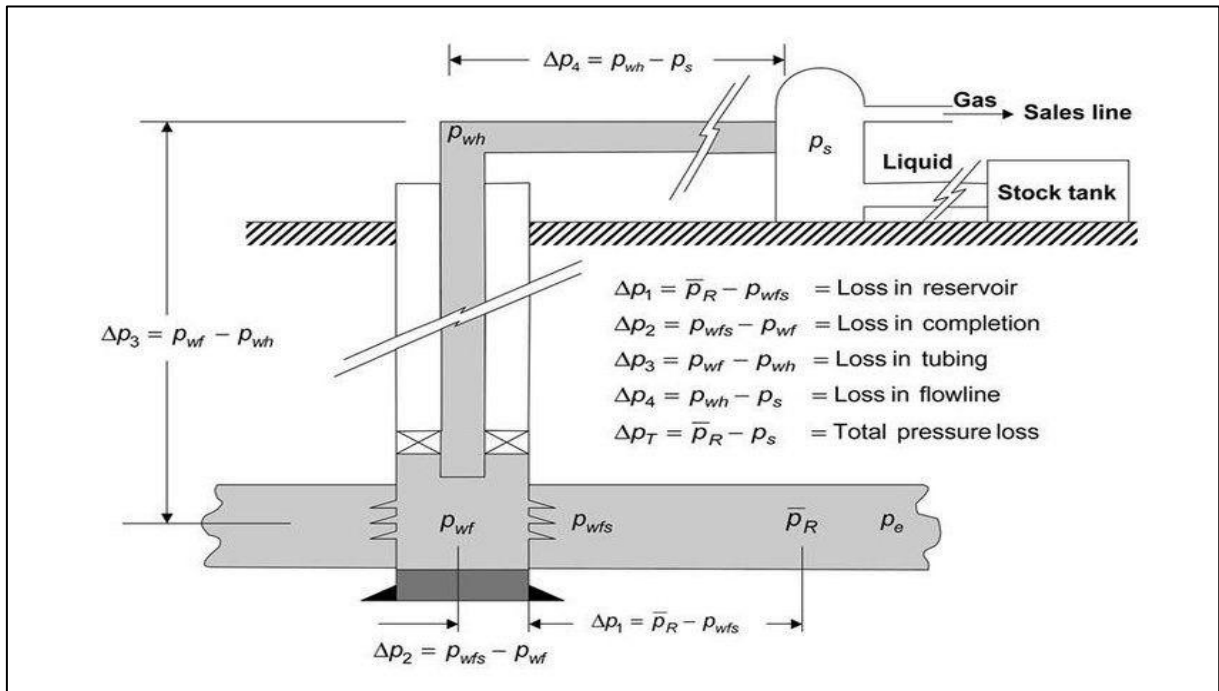


Figure 3-1 Les pertes de charges possibles dans un système de production

1. Historique de l'analyse nodale:

Les contours de base d'Analyse Nodale ont été donnés en premier par Gilbert en 1954, le pionnier de production qui construit dans les 50s, a décrit l'interaction du réservoir, le puits, et la Duse de la tête du puits. L'usage pratique des idées de Gilbert a été limité à cause de la restriction des méthodes disponibles dans son temps pour modeler la performance des éléments individuels du système.

Quelque temps plus tard la sélection large des modèles de calcul disponibles ainsi que l'invention des ordinateurs ont mené à la réapparition des idées de Gilbert. La contribution du modèle de simulation numérique du système de la production permet d'optimiser la production et le débit désiré.

La méthode de l'analyse du système a été nommée l' " Analyse Nodale " par K. E. Marron, et ce terme a été généralement accepté.

2. Procédure, Objectif et Application De L'analyse Nodale:

L'approche d'analyse de système ou l'analyse nodale a été appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant l'un sur l'autre.

Le procédé consiste à choisir un noeud dans le puits et diviser le système à ce noeud, les noeuds utilisés sont montrés sur la (**figure 3.2**) Tous les composants d'amont du noeud composent la section Inflow, alors que la section Outflow compose tous les éléments en aval du noeud.

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au noeud :

- ✓ Le débit entrant égal à celui sortant.
- ✓ Une seule pression peut exister.

Une fois qu'on sélectionne le noeud, la pression à ce dernier est déterminée par :

Inflow:

$$P_{\text{node}} = P_r - \Delta P \dots \dots \dots \text{(III.1)}$$

Outflow:

$$P_{\text{node}} = P_{\text{sep}} - \Delta P \dots \dots \dots \text{(III.2)}$$

$$(P_{\text{node}} = P_{\text{tete}} - \Delta P \dots \dots \text{ dans notre cas}) \dots \dots \dots \text{(III.3)}$$

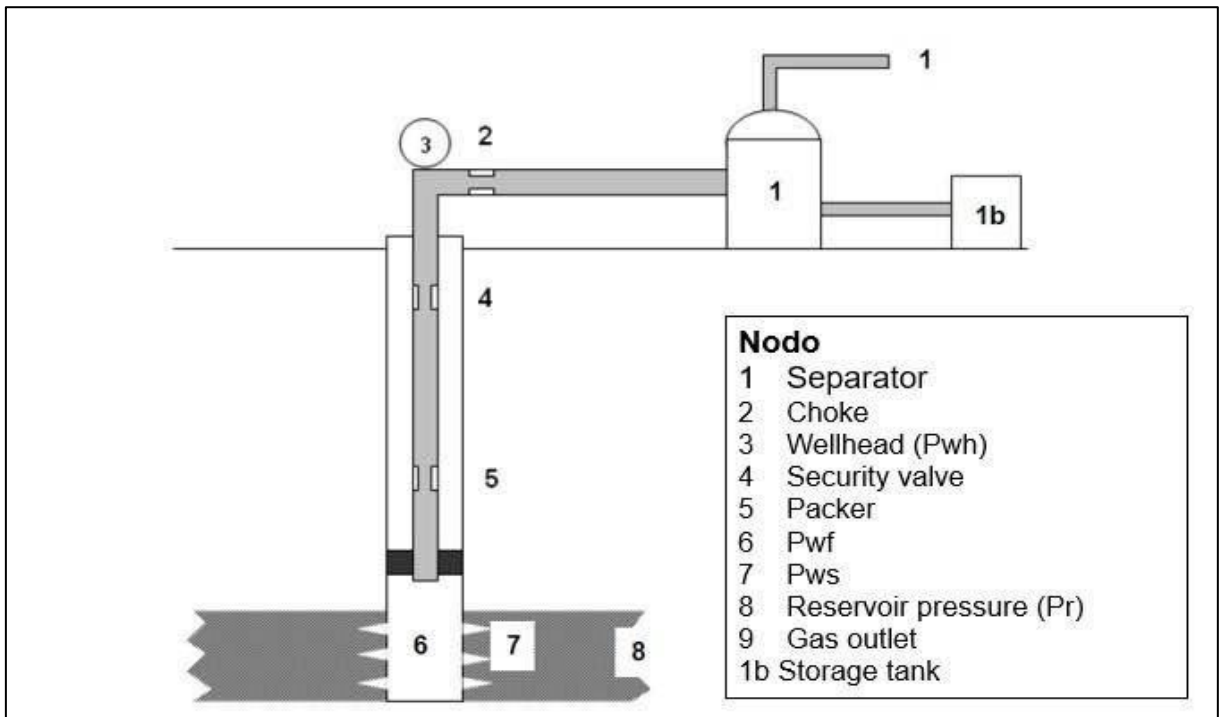


Figure 3-2 Les position des différents nœuds

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit q, une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus; c'est le point de fonctionnement du système. (Voir figure 3. 3).

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du noeud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante qui a été changée. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'outflow ne change pas. Avec le changement de l'une des deux

courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement de même si les pressions fixées se change à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation [7].

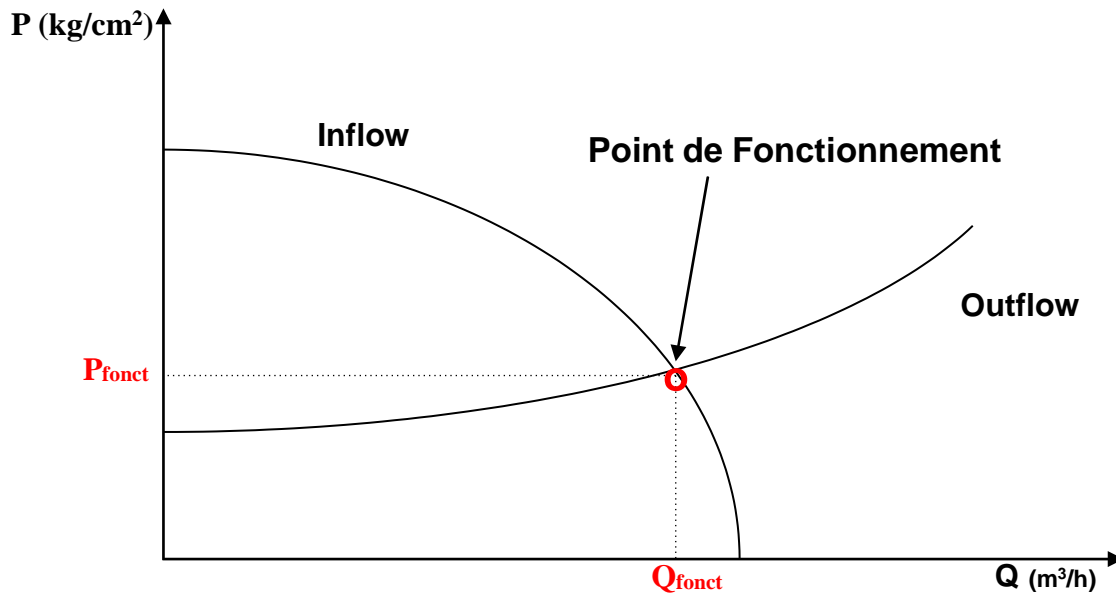


Figure 3.3 : point de fonctionnement.

2.1. Procédure :

- ✓ Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
- ✓ Choisir les composants à optimiser.
- ✓ Choisir l'emplacement du noeud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- ✓ Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- ✓ Obtenir les données nécessaires pour calculer IPR (Inflow Performance Relationship).
- ✓ Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit.

2.2. Objectifs:

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- ✓ déterminer le débit auquel un puits d'huile ou de gaz produira en tenant compte de la géométrie des abords du puits (wellbore) et les limitations de la complétion (en premier par le débit naturel).
- ✓ déterminé sous quelles conditions du débit (qui peuvent dépendre du temps) un puits sera repris ou abandonné.

- ✓ sélectionner le temps le plus économique pour l'installation des équipements d'activation artificielle (ex : Gaz lift) et optimiser cette méthode.
- ✓ Choisir le moment le plus économique pour l'installation du gaz lift et le choix de la méthode optimale du gaz lift.
- ✓ optimiser le système pour produire le débit escompté.
- ✓ vérifié chaque composant dans le système du puits pour déterminer s'il restreint le débit inutilement.
- ✓ Permettre à la gestion de l'opérateur et personnels des ingénieurs de reconnaître rapidement de chemins d'augmenter des taux de la production.

2-3. Application:

L'analyse nodale peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits de pétrole et de gaz. Le procédé peut être appliqué à tous les deux et aux puits au gaz lift, si l'effet de la méthode du gaz lift sur la pression peut être exprimé en fonction du débit. Le procédé peut être également appliqué à l'analyse des performances des puits injecteurs par une modification appropriée des expressions d'inflow et d'outflow ; certaines des applications possibles de l'analyse nodale sont comme suit:

- ✓ Choix du diamètre du tubing.
- ✓ Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- ✓ Conception du Gravel pack.
- ✓ Choix du diamètre de la duse de surface.
- ✓ Optimisation de la production par gaz lift.
- ✓ Analyse de l'effet de la densité des perforations.
- ✓ Evaluation des puits stimulés.
- ✓ Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.
- ✓ La dimension du flowline.
- ✓ L'équipement d'ascenseur artificiel.

3. Choix de nœud:

On utilise, le plus fréquemment, comme point nodal, le point au fond du puits Nœud 6 (P_{wf}) où la sélection du système nous permet de le subdiviser en :

- Système de réservoir.
- Système d'équipement du puits (tubing, pipe, ligne).

Le choix du nœud dans le fond du puits permet d'étudier l'effet de l'IPR (Inflow Performance Relationship) et du TPC (Tubing Performance Curves). Les données nécessaires sont :

- Courbe IPR mesurée dans le puits (well bore).
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit, et le diamètre des tubings (et probablement la rugosité).
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit (flow-line pressure drop vs rate), et leurs diamètres (et probablement la rugosité).
- Pression de séparateur (séparation).

❖ Equation de l'inflow:

$$P_r - \Delta P_{rés} = P_{wf} \dots \dots \dots (III.4)$$

❖ Equation de l'Outflow:

$$P_{sép} + \Delta P_{tbg} + \Delta P_{pipe} = P_{wf} \dots \dots \dots (III.5)$$

Les performances de l'inflow sont contrôlées par les caractéristiques du réservoir, comme la pression de gisement, la composition des fluides et leurs propriétés. Les performances de l'outflow d'un puits sont liées directement à l'équipement de fond et les caractéristiques des conduites comme le diamètre et la rugosité ; mais dépendent aussi et surtout de la structure d'écoulement des fluides dans les conduites, qui a généré plusieurs corrélations et équations.

Le système nodal consiste donc à étudier l'écoulement en amont du nœud (la courbe de performance du réservoir (inflow)), et l'écoulement en aval du nœud (la courbe de performance du tubing (outflow)). On peut donc prévoir le comportement de la pression du puits vis-à-vis d'un débit donné, et optimiser le système de production.

Cette optimisation se fait en déterminant le point de fonctionnement qui est le point d'intersection des deux courbes, il faut donc que le inflow soit égal au outflow sinon il n'y aura pas d'écoulement du fond jusqu'à la surface. Ceci est l'application de la loi des nœuds qui veut que tout ce qui entre devra être égal à ce qui sort.

La détermination avec précision du point de fonctionnement est donc nécessaire avant la complétion d'un puits ou avant de l'équiper d'un dispositif d'activation.

3.1. Relation de performance de débit (IPR):

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits.

Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir. La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de paramètres, tels que les propriétés pétrophysiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée....

L'IPR (Inflow Performance Relationship) montre donc la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production provenant du réservoir.

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz, parmi ces méthodes on a [7] :

▪ LOI DE DARCY:

La loi fondamentale du mouvement liquide dans les milieux poreux est la loi de Darcy. L'expression mathématique développée par Darcy en 1956 déclare que la vitesse d'un fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnelle au gradient de pression, et inversement proportionnel à la viscosité liquide.

Cette loi est donnée par l'expression suivante:

$$V = q/A = - (k/\mu) \partial P/\partial x \dots \dots \dots \text{(III.6)}$$

Sous forme vectorielle on trouve :

$$\vec{v} = \left(\frac{k}{\mu} \right) \vec{\nabla} p \dots \dots \dots \text{(III.7)}$$

Avec : V : vitesse apparente (cm/s).

Q : débit volumétrique (cm³/s).

A : section de passage de fluide (cm²).

K : est le tenseur de perméabilité (md).

P : pression (atm).

$\vec{\nabla}$: Nabla représente l'opérateur gradient et selon le système de coordonnées, il peut prendre plusieurs formes.

-La loi de Darcy s'applique seulement quand les conditions suivantes existent :

- ✓ écoulement à faible vitesse (laminaire).
- ✓ écoulement permanent.
- ✓ formation homogène.
- ✓ pas de réaction entre le fluide et la formation.

Pour l'écoulement turbulent, qui se produit à des vitesses plus élevées, une modification spéciale de l'équation de Darcy est nécessaire. Quand l'écoulement turbulent existe, l'application de l'équation de Darcy peut avoir comme conséquence des erreurs très graves.

▪ Méthode de l'indice de productivité:

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque psi du draw down (chute) de la pression de fond, le drawdown est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique, on peut l'écrire avec une simple équation :

$$J = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} \dots\dots\dots (III.8)$$

Avec : J : indice de productivité (bpd/psi).

Q : le débit produit (baril par jour).

p_{ws} : Pression de fond statique (psi).

P_{wf} : Pression de fond dynamique (psi).

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue.

▪ Méthode de Vogel:

J.V Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits où la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle. Il a calculé l'IPR à partir de plusieurs puits qui ont des pressions de fonds différentes et des formations de différents paramètres pétro-physiques contenant des fluides différents en PVT, et il a tracé la courbe IPR, à partir de cette courbe il a fait une approche numérique et il a déduit son équation :

$$q_0 / q_{0max} = 1 - 0.2 (p_{wf}/p_r) - 0.8 (p_{wf}/p_r)^2 \dots\dots\dots (III.9)$$

Avec :

q_0 : Débit entrant (inflow rate) correspondant à P_{wf}

q_{0max} : Débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique Nulle ($P_{wf}=0$)

P_{wf} : Pression de fond dynamique.

P_r : Pression du réservoir approximative

La relation de Vogel peut être considérée comme une solution générale pour un réservoir produisant au-dessous du point de bulle, c'est-à-dire à un régime de gaz dissous (gas drive). Au-dessus du point de bulle, l'équation standard de Darcy reste toujours valable considérant l'évolution linéaire de la pression en fonction du débit (méthode de l'IP). Beaucoup de corrections ont touché l'équation de Vogel pour l'adapter aux différents cas.

▪ **Méthode de VOGEL-STANDING :**

Vogel a rapporté les résultats d'une étude dans laquelle il a utilisé un modèle de réservoir mathématique pour calculer l'IPR pour les puits de pétrole.

L'étude a traité plusieurs types des réservoirs contenant des fluides des caractéristiques différents. L'équation finale de la méthode de Vogel a été basée sur des calculs faits sur 21 réservoirs conditionnés.

Bien que cette méthode a été proposée pour les réservoirs saturés ($P_G < P_b$) ; on a trouvé qu'on peut l'appliquer pour n'importe quel réservoir où la saturation en gaz augmente et la pression diminue.

La méthode originale de Vogel n'a pas pris en considération l'effet du facteur de skin non nul. Plus tard, les modifications de Standing ont prolongé l'utilisation de cette méthode aux réservoirs stimulés ou endommagés ($skin \neq 0$).

▪ **Méthode de FETKOVICH :**

Fetkovitch a proposé une méthode pour établir l'IPR pour un puits de huile en utilisant le même type des équations qui ont été utilisées pour analyser les puits du gaz, la forme générale de méthode Fetkovitch est:

$$q_L = C (p_b^2 - p_{wf}^2) = \dots\dots\dots(III.10)$$

Où : q_L : le débit de liquide.

C : coefficient de l'écoulement (STB/(day.psig²ⁿ)).

n : constante qui dépend des caractéristiques du puits.

Pour déterminer la valeur de n et C on doit effectuer un test appelé (isochrone test) ou flow after flow test dans lequel on produit avec des valeurs de débit croissantes pendant des intervalles du temps égaux on peut ainsi tracer la variation de $(p_b^2 - p_{wf}^2)$ en fonction de q_L (voir la figure 3.4).

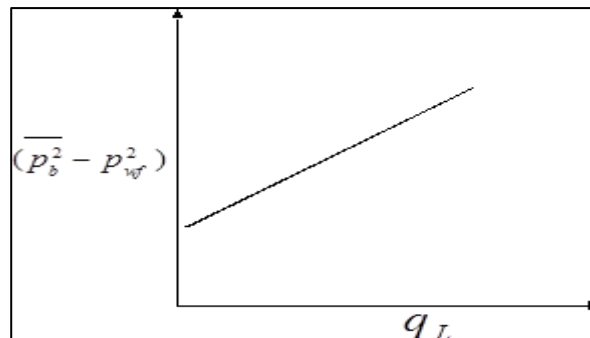


Figure 3.4 : L'IPR de Fetkovitch

▪ **Méthode de JONES, BLOUNT :**

En 1976, J. B ont étudié l'effet de la turbulence (où la loi de Darcy n'est pas applicable) sur la performance du puits :

$$\frac{P_r - P_{wf}}{q_o} = A + B * q_0 \dots\dots\dots(III.11)$$

$$A = \frac{141.2 * \mu_o * \beta_o}{K_o h} \left[\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S \right]$$

$$B = \frac{2.3E - 14 * \beta^2 * \rho_o}{h^2 * r_w}$$

Où ρ_o est densité de l'huile évaluée à T_R et $0.5 (P_r - P_{wf})$

$$\beta = \frac{2.329 \times 10^{10}}{K_o^{1.2}}$$

En traçant $\frac{\Delta p}{q_o}$ en fonction de q_0 , on va trouver une ligne droite dont la tangente est A et coupe l'axe $\frac{\Delta p}{q_o}$ dans le point B.

3.2. Courb de performance de la colonne de production (TPC):

La performance outflow décrit la relation entre le débit en surface et la chute de pression dans le tubing. L'établissement et la prédiction de cette relation est compliqué du faite de la nature multiphasique des fluides.

L'analyse de la courbe outflow requiert ainsi la connaissance du comportement de la phase, les températures d'écoulements, la densité effective des fluides et les pertes de charges. Les résultats de la performance outflow sont le plus souvent représentés graphiquement

Le graphe le plus retenu est celui qui montre la variation de la pression de fond dynamique (Flowing Bottom Hole pressure) en fonction du débit, à une pression avale fixé (pression de tête, ou pression du séparateur).

Ces courbes sont appelées courbes de performance du tubing (tubing performances curves TPC). Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits P_{wf} pour produire un débit donné à la surface, avec la pression aval connue.

Pour pouvoir alors établir ces courbes de performances de l'outflow, il faut impérativement comprendre et connaître les types d'écoulement dans les différentes conduites d'un puits.

4. Les corrélations de l'écoulement

4.1. L'utilité des corrélations:

Les corrélations de l'écoulement multiphasique vertical sont assez précises qu'elles sont devenues très utiles pour les producteurs. Elles sont utilisées pour accomplir les fonctions suivantes :

- ✓ Déterminer les dimensions correctes des tubings.
- ✓ Prédire le moment où le puit va perdre son éruptivité et nécessiter une activation.
- ✓ Faire le design des systèmes d'activation.
- ✓ Déterminer la pression de fond dynamique Pwf.
- ✓ Déterminer les IP des puits.
- ✓ Prédire les débits maximums.

4-2. Les différentes corrélations:

Les corrélations sont très nombreuses. On peut les classer suivant des catégories, comme suit :

Tableau III - 1: présenté classement des catégories

Catégorie	Corrélation	Hypothèse	But
1 ^{ere}	POETTMAN & CARPENTER	-Pas de glissement de phase (le gaz et le liquide vont a la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement. -le mélange (gaz huile eau) est considéré monophasique	La corrélation permet la détermination : -le facteur de frottement diphasique
2 ^{eme}	HAGERDORN & BROWN	Glissement de phase (gaz et liquide ne vont pas a la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement	La corrélation permet la détermination : -le liquide Hold – up -le facteur de frottement diphasique
3 ^{eme}	DUNS/ROS BEGGS/BRILL ORKISZEWSKI	-glissement de phase -prise en compte du régime d'écoulement	Ces corrélations permettent la détermination : -le régime d'écoulement -le Hold-up -le facteur de frottement diphasique

5. Généralités sur les pertes de charges :

L'effluent (la production) provenant des puits du pétrole est acheminée vers les centres de traitements et séparations à travers un réseau de conduites appelé réseau de collecte. Généralement, cet effluent est un fluide multiphasique (ou poly-phasique) composé de plusieurs phases (huile, eau de gisement et gaz).

Après la séparation de cet effluent (sortie des séparateurs), l'huile monophasique et le gaz seront acheminés à travers des canalisations distinctes vers les centres de traitements. A cet effet, nous distinguons deux types d'écoulements : un écoulement monophasique régi par des équations analytiques et un écoulement multiphasique régi par des équations empiriques (corrélations) complexes.

5.1. Définition des pertes de charge : [8]

En mécanique des fluides, une perte de charge est liée à un frottement qui est le résultat de la viscosité des fluides. Un fluide parfait sans viscosité ne va pas générer de perte de charge. En revanche, certains fluides vont rencontrer une résistance en écoulement.

On peut dire aussi qu'une perte de charge est une chute de pression d'un fluide en mouvement dans un canal, un tube, un conduit ou tout autre appareil de réseau de fluide.

Dans tous les cas, les pertes de charge du fluide peuvent s'expliquer par :

- La vitesse du fluide (plus un fluide a une vitesse faible, plus la perte de charge sera faible)
- Les frottements dus à la viscosité du fluide
- La rugosité des parois de la canalisation ou du tube
- La variation de vitesse des éléments
- Le diamètre de la conduite.

5.2. Types des pertes de charge :

Les pertes de charge peuvent être de différentes natures :

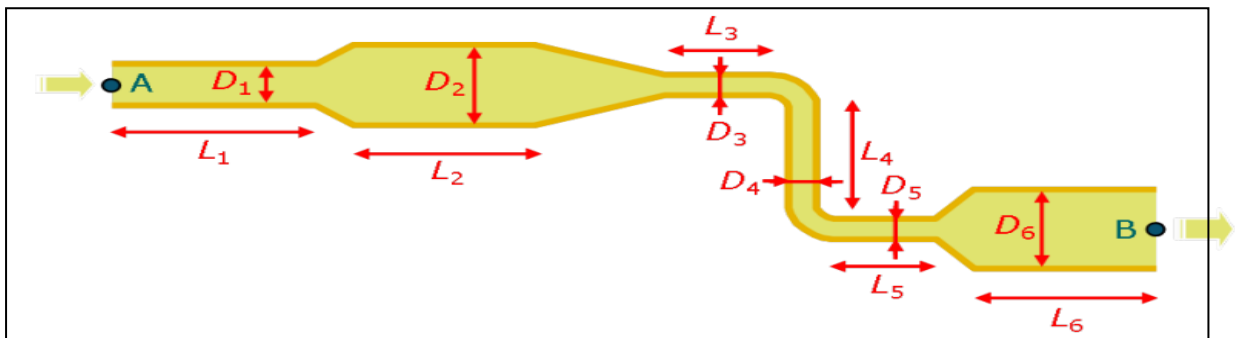


Figure 3.5 : Pertes de charge linéaires et singulières.

5.2.1 Les pertes de charge linéaires :

Les pertes de charge linéaires (ou régulières), est causée par les frottements sur les parois courantes du réseau, à la viscosité du fluide qui peut avoir tendance à coller aux parois des conduites. Les pertes de charge linéaires dépendent de : la rugosité interne des conduites et du type d'écoulement.

5.2.2 Les pertes de charge singulières :

Les pertes de charge singulières se produisent lorsqu'il y a une modification géométrique des conduites. Ces derniers perturbent l'écoulement normal du fluide, peuvent provoquer le décollement du fluide des parois des différents tronçons, voire occasionner des tourbillons à l'intérieur de la conduite. Comme les coudes, les raccordements en T, les vannes et robinets, les appareils de mesure, les rétrécissements et variations de section, les clapets, filtres...

5.3. Objectif du calcul des pertes de charge :

Le calcul de la perte de charge en mécanique des fluides est fondamental car il est le point de départ de calcul du dimensionnement d'une canalisation en tuyauterie industrielle ou encore des caractéristiques des pompes industrielle ou ventilateurs ou conduites hydrauliques.

5.3.1 Calcul des pertes de charge :

Lorsqu'on considère un fluide réel, les pertes d'énergie spécifiques appelées pertes de Charge dépendent de la forme, des dimensions et de la rugosité de la canalisation, de la vitesse d'écoulement et de la viscosité du liquide et non pas de la valeur absolue de la pression qui règne dans le liquide.

La différence de pression $\Delta p = p_1 - p_2$ entre deux points (1) et (2) d'un circuit hydraulique a pour origine :

- Les frottements du fluide sur la paroi interne de la tuyauterie ; on les appelle pertes de charge régulières ou systématiques.
- La résistance à l'écoulement provoquée par les obstacles ou les changements au cours du parcours (coudes, élargissements ou rétrécissement de la section, organes de réglage, etc...) ; ce sont les pertes de charge singulières.

Le problème du calcul de ces pertes de charge met en présence les principales grandeurs suivantes :

Le fluide caractérisé par :

- sa masse volumique ρ .
- sa viscosité cinématique ν .

La canalisation caractérisée par :

- sa section (forme et dimension) en général circulaire (diamètre D).
- sa longueur L.
- sa rugosité k (hauteur moyenne des aspérités de la paroi).

Ces éléments sont liés par des grandeurs comme la vitesse moyenne d'écoulement v ou le débit q et le nombre de Reynolds Re qui joue un rôle primordial dans le calcul des pertes de charge.

5.3.1.1. Les Pertes de charge singulières

Ainsi que les expériences le montrent, dans beaucoup de cas, les pertes de charge sont à peu près proportionnelles au carré de la vitesse et donc on a adopté la forme suivante d'expression :

$$\Delta P = K \cdot \rho v^2 / 2 \dots \dots \dots (\text{III.12})$$

Différence de pression (Pa).

$$\Delta H = K \cdot v^2 / 2g \dots \dots \dots (\text{III.13})$$

Perte de charge exprimée en mètres de colonne de fluide (mCF)

K est appelé coefficient de perte de charge singulière (sans dimension).

La détermination de ce coefficient est principalement du domaine de l'expérience.

5.3.1.2. Les Pertes de charge régulières :

Généralités :

Ces pertes sont causées par le frottement intérieur qui se produit dans les liquides ; Elles se rencontrent dans les tuyaux lisses aussi bien que dans les tuyaux rugueux. Entre deux points séparés par une longueur L, dans un tuyau de diamètre D apparaît une perte de pression exprimée sous la forme suivante :

$$\Delta P = \lambda \cdot \rho v^2 L / 2D \dots \dots \dots (\text{III.14})$$

Différence de pression (Pa)

$$\Delta H = \lambda \cdot v^2 L / 2Gd \dots \dots \dots (\text{III.15})$$

Perte de charge exprimée en mètres de colonne de fluide (mCF)

λ est un coefficient sans dimension appelé coefficient de perte de charge linéaire.

Le calcul des pertes de charge repose entièrement sur la détermination de ce coefficient.

Cas de l'écoulement laminaire : $Re < 2000$:

Dans ce cas on peut montrer que le coefficient λ est uniquement fonction du nombre de Reynolds Re ; l'état de la surface n'intervient pas et donc λ ne dépend pas de la rugosité k (la hauteur moyenne des aspérités du tuyau), ni de la nature de la tuyauterie.

$$\lambda = 64/Re \dots \dots \dots (\text{III.16})$$

Cas de l'écoulement turbulent : $Re > 3000$:

Les phénomènes d'écoulement sont beaucoup plus complexes et la détermination du coefficient de perte de charge résulte de mesures expérimentales. C'est ce qui explique la diversité des formules anciennes qui ont été proposées pour sa détermination.

En régime turbulent l'état de la surface devient sensible et son influence est d'autant plus grande que le nombre de Reynolds Re est grand. Tous les travaux ont montré l'influence de la rugosité et on s'est attaché par la suite à chercher la variation du coefficient en fonction du nombre de Reynolds Re et de la rugosité k du tuyau.

La formule de Colebrook est actuellement considérée comme celle qui traduit le mieux les phénomènes d'écoulement en régime turbulent. Elle est présentée sous la forme suivante :

$$1/\lambda^{1/2} = -2 \log (k/3,7D + 2,5/Re\lambda^{1/2}) \dots \dots (\text{III.17})$$

L'utilisation directe de cette formule demanderait, du fait de sa forme implicite, un calcul par approximations successives ; on emploie aussi en pratique des représentations graphiques.

Pour simplifier la relation précédente, on peut chercher à savoir si l'écoulement est hydrauliquement lisse ou rugueux pour évaluer la prédominance des deux termes entre parenthèses dans la relation de Colebrook.

Remarques :

On fait souvent appel à des formules empiriques plus simples valables pour des cas particuliers et dans un certain domaine du nombre de Reynolds.

Formule de Blasius : (pour des tuyaux lisses et $Re < 10^5$)

$$\lambda = 0,316 Re^{-0,25} \dots \dots \dots (\text{III.18})$$

Comme en régime laminaire, le régime turbulent ne s'établit parfaitement qu'à partir d'une certaine longueur L . Pour de grandes valeurs de Re , l'influence de cette longueur ne peut être sensible que pour des tuyaux courts.

Des formules empiriques ou des abaques sont donc utilisées pour avoir des ordres de grandeur corrects des pertes de charge. Les calculs très précis sont inutiles, car les installations sont toujours dimensionnées avec un coefficient de sécurité permettant une adaptation à des fonctionnements imprévus.

En conclusion, pour diminuer l'ensemble des pertes de charge dans une canalisation, afin de diminuer les coûts de fonctionnement dus aux pompes, il faut:

- Diminuer la longueur de canalisation
- Diminuer le nombre d'irrégularités sur la canalisation
- Diminuer le débit de circulation
- Augmenter le diamètre des canalisations
- Faire circuler des liquides les moins visqueux possible
- Utiliser des matériaux de faible rugosité

Il est néanmoins évident que le procédé de fabrication impose parfois des contraintes d'ordre supérieur (viscosité élevée des produits utilisés, débits forts imposés...).

5.4. L'écoulement multiphasique :

On appelle un écoulement multiphasique tout déplacement d'un effluent dans lequel plusieurs phases sont en présence, c'est le cas des écoulements des fluides pétroliers du fond du puits aux installations de séparation sur champ. Les phases qui existent dans ce type d'écoulement sont le gaz, l'huile ou le condensât, l'eau de gisement ainsi que des solides (sables et argiles...).

5.4.1 Les régimes d'écoulement multiphasique :

En fonction de la vitesse d'écoulement, du diamètre de la conduite ainsi que le GOR, on distingue, pour un écoulement horizontal, sept régimes d'écoulements suivants :

a) Ecoulement dispersé à bulles (Bubble flow) : lorsque le débit de liquide est important par rapport au débit du gaz (faible GOR), les forces d'inerties qui s'exercent sur le gaz ont pour conséquence la formation de bulles.

b) Ecoulement à poches (plug flow) : les poches de gaz s'alternent avec les bouchons de liquide.

c) Ecoulement stratifié (stratified flow) : sous l'effet de la gravité, le gaz (moins dense) occupe la partie supérieure de la conduite et le liquide (plus dense que le gaz) occupe à son tour la partie inférieure, les vitesses d'écoulement étant encore à peu près identiques, l'interface Gaz-liquide est plan.

d) Ecoulement stratifié à vagues (wavy flow) : les vagues sont générées par l'écoulement du gaz.

e) Ecoulement à bouchons (slug flow) : Pour des vitesses de gaz et de liquides moyennes, la structure présente une succession de poches de gaz et de bouchons de liquide qui contiennent de petites bulles. L'écoulement à poches bouchons est celui qui pose actuellement le plus de problème à l'industrie pétrolière.

f) Écoulement annulaire (annular flow) : Lorsque le débit de gaz est important (GOR élevé), les forces de gravité sont négligeables devant les forces d'inerties. Le liquide est plaqué complètement sur la paroi en formant un film annulaire autour de l'écoulement de gaz.

g) Écoulement dispersé à gouttelettes (spray flow) : pour les grandes vitesses de gaz et les faibles contenus liquides

Parmi les différents régimes d'écoulement possibles, le plus critique est l'écoulement à bouchons (slug flow) en raison des oscillations de pression et de débit. Les bouchons peuvent généralement causer des problèmes de vibration, une augmentation de la corrosion et des chutes de pression globales, ainsi que des problèmes d'équipement en aval en raison de leur comportement instable.

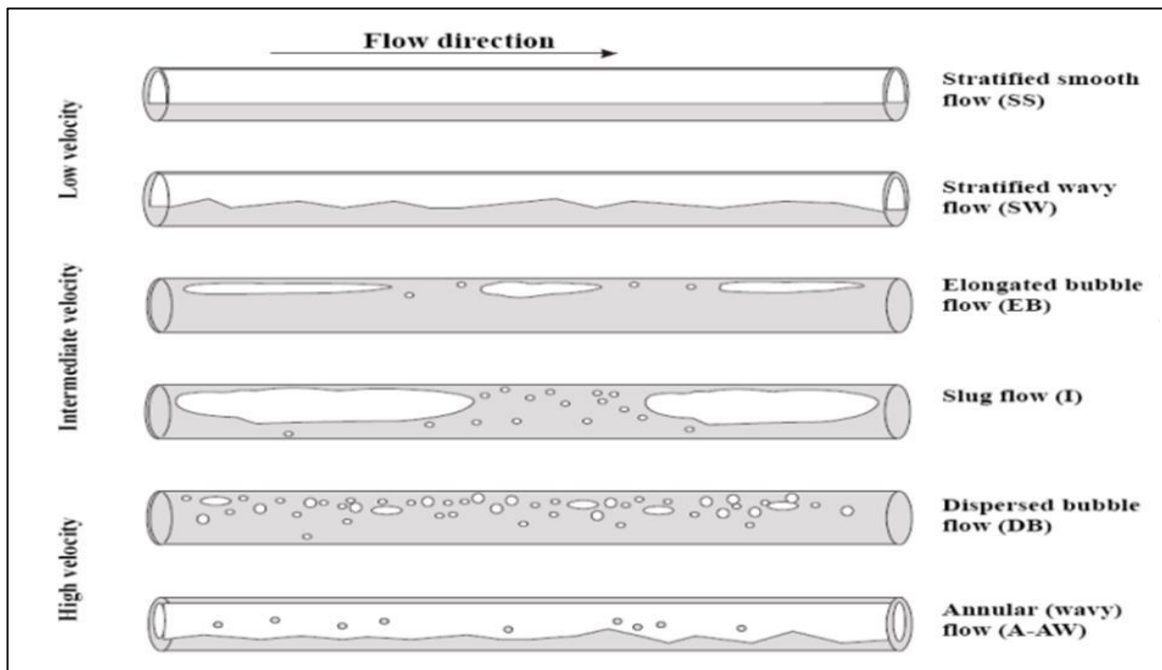


Figure 3.6 : Types d'écoulement.

L'un des facteurs influençant l'observation des différents types de régimes d'écoulement est que les vitesses du liquide et du gaz ne sont pas les mêmes dans les écoulements multiphasiques. Les écoulements stratifiés ont tendance à se produire dans les écoulements descendants et horizontaux qui ont un faible débit de gaz et de liquide. Lorsque la vitesse du gaz augmente, l'écoulement devient un écoulement stratifié ondulé. Si la vitesse du gaz est suffisamment élevée, en raison du frottement entre le gaz et la surface du liquide, les ondes peuvent atteindre le haut de la conduite et le gaz peut être étranglé ou bloqué. Dans ce cas, un écoulement discontinu se forme, soit sous forme de bulles allongées, soit sous forme d'écoulement de boue.

La figure 3-7 présente un graphique visuel illustrant une carte du régime d'écoulement horizontal en régime permanent, qui met en corrélation les flux superficiels de gaz et de liquide avec les régimes d'écoulement.

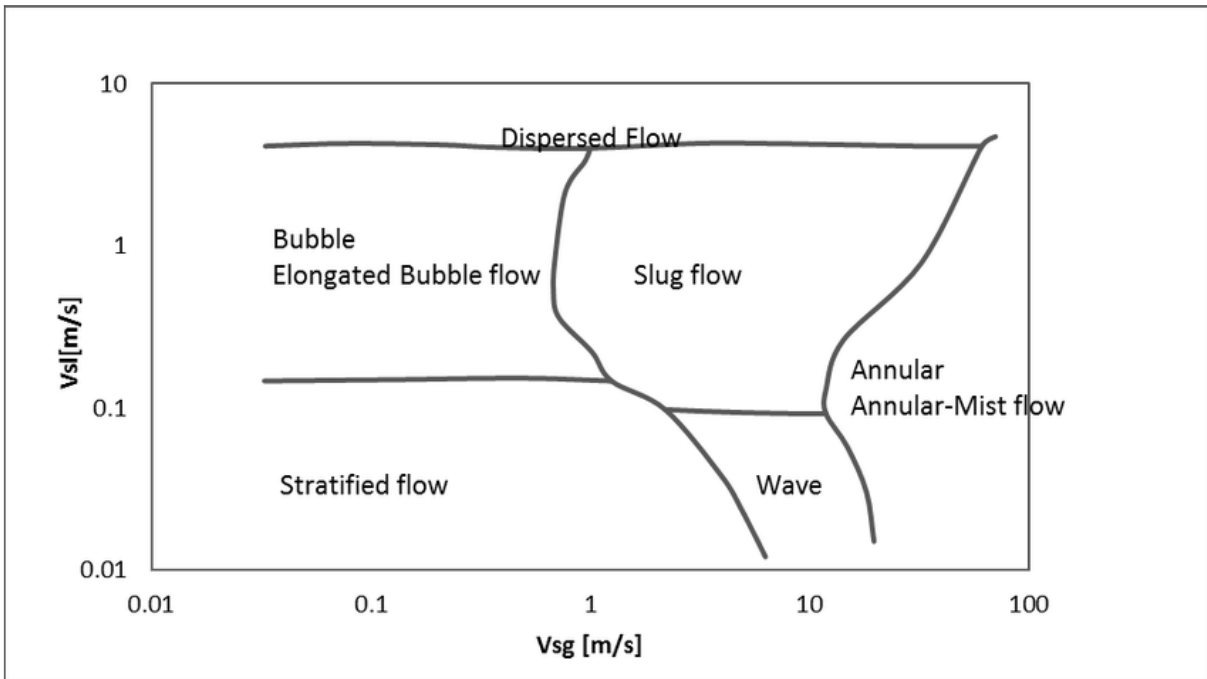


Figure 3.7 : Carte du régime d'écoulement multiphasique.

5.5. Les corrélations de pertes de charge dans les conduites :

Les corrélations d'écoulement multiphasique sont utilisées depuis de nombreuses années pour calculer la perte de charge dans les tubes et les conduites d'écoulement. Elles ont commencé par de simples modifications des calculs de perte de charge pour les écoulements monophasés, sont passées à des corrélations d'écoulements biphasés qui ne prenaient pas en compte les cartes d'écoulement ou la vitesse de glissement, à des modèles biphasés plus sophistiqués qui tenaient compte du glissement et des cartes d'écoulement, puis à des modèles mécanistes bi et triphasés plus sophistiqués (Ansari, 1990).

L'idée de chaque corrélation était basée sur la définition de certains paramètres qui affectent la perte de charge de l'écoulement multiphasique (par exemple, les propriétés du mélange au lieu des propriétés de la phase unique telles que la densité) et la corrélation de ces paramètres avec la perte de charge. En outre, et en raison des phénomènes de mélange, de nouveaux paramètres sont apparus, tels que le glissement et la retenue, afin de prédire avec précision la perte de charge résultant d'un écoulement multiphasique.

Contrairement à l'écoulement monophasique, les pertes de pression dans l'écoulement multiphasique sont attribuées à la présence de la phase gazeuse qui a tendance à glisser sur la phase liquide sans contribuer à sa portance. C'est pourquoi de nombreux chercheurs ont tenté de corréler les pertes par glissement et par frottement au moyen d'un facteur de perte d'énergie unique, identique à celui utilisé pour le problème de l'écoulement monophasique. D'autres chercheurs ont choisi de mesurer la retenue du liquide, ce qui leur a permis de corriger la partie du gradient statique du gradient total pour tenir compte des effets du glissement. Les

pertes restantes ont été attribuées au frottement et les facteurs de frottement ont généralement été calculés à partir des données d'essai.

Dans les paragraphes suivants, les principales idées et données utilisées pour dériver les différentes corrélations d'écoulement polyphasique sont résumées pour les corrélations les plus utilisées ou les plus connues :

Gilbert (1930), Gilbert a éliminé la nécessité d'utiliser des formules mathématiques complexes en établissant, de manière empirique, des traversées de pression pour des taux de production allant jusqu'à 600 BBL/D dans cinq tailles de tubes différentes et une large gamme de rapports gaz-huile.

Poettmann et Carpenter (1952), il s'agit de la première tentative de calcul d'une corrélation de débit multiphasique. La corrélation est basée sur des données de débit relativement faible "300 - 800 BBL/D" avec un faible GLR "100 - 800 SCF/BBL" dans des tubes de diamètre extérieur de tube. La corrélation est basée sur une base de données de 49 puits (34 puits en écoulement et 15 puits de gaz).

Baxendell et Thomas (1961), ils ont travaillé sur des données concernant des débits allant jusqu'à 5 000 BBL/D de pétrole brut léger et moyen. La corrélation a donné de bons résultats à des débits supérieurs à 900 BBL/D pour le "tubing outside diameter" avec une précision de $\pm 5\%$ pour les calculs de gradient, mais pour des débits inférieurs à 300 BBL/D en pouces de tubing OD, la précision était de $\pm 10\%$ dans les données rapportées.

Fancher et Brown (1963), en utilisant un puits expérimental de 8 000 pieds, ils ont effectué des essais de gradient de pression d'écoulement en présence d'un écoulement multiphasique continu à travers des tubes de diamètre extérieur de quelques pouces. Les essais ont été réalisés à des débits de 75 à 936 BBL/D avec des GLR de 105 à 9 433 SCF/BBL. Les données ont ensuite été utilisées pour développer la corrélation.

Duns et Ros (1963), ont réalisé une expérience basée sur un puits vertical d'une profondeur de 10 000 pieds, avec un GOR de 750 SCF/BBL et une taille de tube de 3,5" de diamètre extérieur. L'écoulement d'air et d'huile dans un tuyau vertical de 8 cm a été effectué pour mesurer la rétention de liquide. Ils ont introduit des cartes d'écoulement pour caractériser le régime d'écoulement (bulle, bouchon, etc.) et ont inclus le calcul de la vitesse de glissement pour définir le régime d'écoulement. Le calcul du frottement, de l'accélération et du gradient de pression statique dans chaque régime a été réalisé à l'aide de différentes équations.

Hagedorn et Brown (1964), ont utilisé un puits d'essai expérimental pour mener des expériences d'écoulement en utilisant quatre liquides de viscosités très différentes. Les fluides ont été produits par air lift à travers des tubes en pouces dans un puits de 1 500 pieds afin de déterminer l'effet de la viscosité du liquide sur les gradients de pression d'écoulement en deux phases. L'essai a porté sur des débits de 30 à 1 680 BBL/D avec des GLR de 0 à 3 270 SCF/BBL. La conclusion a été que les effets visqueux sont négligeables pour des viscosités de liquide inférieures à 12 cp, mais doivent être pris en compte lorsque la viscosité du liquide est supérieure à cette valeur. La précision de cette corrélation (qui est largement utilisée) était d'environ 1,2 % avec une déviation standard de 10,3 %.

Orkiszewski (1967), des données provenant de puits de pétrole lourd vénézuéliens et 126 points de Poettmann et Carpenter, Baxendell et Thomas, Fancher et Brown, et Hagedorn et Brown ont été utilisés pour tester la corrélation afin d'étudier les effets de la rétention et du glissement de liquide dans différentes zones de régime d'écoulement. La précision rapportée était d'environ -0,8 % avec un écart type de 10,3 %.

Beggs et Brill (1973), dans cette autre corrélation d'écoulement multiphasique largement utilisée, les auteurs ont étudié l'effet de l'angle d'inclinaison de la conduite sur la rétention de liquide et la perte de pression. Un appareil expérimental a été conçu et construit pour mesurer les débits, le gradient de pression, l'angle d'inclinaison et la rétention de liquide. Les données ont été recueillies dans des tuyaux acryliques transparents de 90 pieds de long avec des débits de gaz allant de 0 à 300 Mscf/D et des débits de liquide allant de 0 à 1 029 STB/D à travers des tuyaux de diamètres nominaux 1" et 1,5", en utilisant l'air et l'eau comme fluides de référence. 584 essais d'écoulement diphasique ont été réalisés dans différentes conditions de débit, de rétention de liquide et d'inclinaison de la conduite. La précision de la corrélation était d'environ 1,11 % avec une déviation standard de 9,3 %.

Mukherjee et Brill (1983), les auteurs ont cherché à prédire la rétention de liquide pour un écoulement diphasique dans des conduites inclinées. Ils ont utilisé un dispositif expérimental avec du kérosène et de l'huile de graissage comme phases liquides avec de l'air sur un tube d'acier nominal de 1,5" de diamètre intérieur pour une forme de U inversé de 56, 22 et 32 pieds de long.

Aziz et Govier (1972), les auteurs ont développé une méthode de prédiction basée sur une mécanique solide pour le modèle d'écoulement couramment rencontré dans les puits de pétrole. Ils ont travaillé sur des données collectées à partir de 48 puits d'essai (38 d'Español, 1 d'Orkiszewski, 1 de Poettmann et Carpenter et 7 de dossiers de l'Energy Resources Conservation Board). La précision était d'environ 8,9 % d'erreurs absolues.

Cornish (1976), l'auteur a utilisé un puits vertical avec un débit supérieur à 5 000 BBL/D dans un tube, un tubage et un anneau de tubage de grand diamètre. Le pétrole et le gaz ont pu s'écouler simultanément. La précision de la corrélation était d'environ -0,84 % avec un écart type de 2,06 %.

Minami et Brill (1987), une étude du modèle mécaniste pour l'écoulement stratifié dans des conduites horizontales avec un diamètre intérieur de 3,068" a été appliquée pour prédire la rétention de liquide dans les gazoducs humides. Le kérosène et l'eau ont été utilisés comme liquides et l'air comme source de gaz. 57 points de données pour le kérosène/air, 54 points de données pour l'eau/air et 8 points pour le mélange eau plus surfactant/air ont été utilisés pour étudier l'effet de la tension superficielle sur la rétention de liquide, qui s'est avéré négligeable.

Ansari (1990), un autre modèle mécaniste composé d'un modèle pour la prédiction de l'écoulement et d'un ensemble de modèles indépendants pour la prédiction des caractéristiques de l'écoulement telles que la rétention et la chute de pression dans les écoulements à bulles, à bouchons et annulaires a été développé. La base de données utilisée était composée de 1 775

cas de puits couvrant une grande variété de données de terrain, le taux de pétrole allant de 0 à 27 000 bbl/j et le taux de gaz de 0,0015 à 110 MMscf/D. Les performances du modèle ont également été comparées à six corrélations empiriques couramment utilisées. La précision rapportée était d'environ 12,1 % d'erreur absolue moyenne avec un écart type de 17,1 %.

L'équipe d'exploration BP du GRE (1994), a recueilli pendant 8 ans des données sur les caractéristiques de l'écoulement des boues sur de nombreuses conduites afin de mettre au point cette corrélation. Cette corrélation prend en compte les paramètres de vitesse, de longueur et de rétention.

Duns et Ros modifiés Cette corrélation représente des modifications de la corrélation originale de Duns et Ros. Les modifications sont les suivantes

- Utilisation d'une carte d'écoulement différente (par Gould et al).
- Ajout de la correction de Beggs et Brill pour modifier la corrélation de rétention afin de tenir compte de la déviation des puits.
- Utilisation d'un facteur de friction modifié (Kleyweg 1983).

Gray (1978), la corrélation de Gray a été développée pour les puits de gaz produisant de petites quantités de liquide (eau et/ou condensat). Cette corrélation a résisté à l'épreuve du temps et donne généralement de bons résultats dans les puits de gaz pour des rapports condensat-gaz allant jusqu'à environ 50 STB/MMscf et des rapports d'eau produite élevés.

Corrélations Petroleum Experts (Manuel d'aide du logiciel Prosper, Petroleum Experts, 2013), dans une série de corrélations, Petroleum Experts a incorporé des techniques provenant de différentes corrélations pour améliorer la prévisibilité de leurs corrélations. Ils ont également incorporé des approches de modèles mécanistes dans certaines de leurs corrélations les plus récentes.

5.6 L'évaluation des performances hydrauliques d'un système de transport:

L'évaluation des performances hydrauliques d'un système de transport spécifique consiste à calculer les pertes de charge globales en fonction du diamètre des conduites et de l'enveloppe de débit prévue. La perte de charge totale est calculée selon la formule suivante :

$$\Delta P_{TOT} = \Delta P_G + \Delta P_F \quad \dots\dots\dots \quad \text{(III.19)}$$

- Dans les systèmes de transport monophasique, ΔP_G peut être considéré comme pratiquement indépendant du débit, de sorte que les pertes de charge totales sont directement proportionnelles au débit. Cela signifie que plus le débit est élevé, plus les pertes de charge totales sont importantes.
- Dans les systèmes multiphasiques, ΔP_G peut être très dépendante du débit : en fait, à un débit réduit, l'accumulation de liquide peut commencer à augmenter de manière significative, devenant le facteur dominant pour le calcul de la perte de charge globale.

En montrant une illustration (**figure3-8**) de la comparaison entre la tendance de la perte de charge multiphasique et monophasique, tout en rapportant le lien entre l'évolution de l'accumulation de liquide et les pertes de charge en fonction du débit pour les systèmes de transport multiphasiques.

- Alors que les pertes de charge par frottement sont directement corrélées à la vitesse du fluide (l'accumulation de liquide est inversement corrélée). Par conséquent, des diamètres plus importants peuvent contribuer à réduire les pertes de charge par frottement à des débits élevés, tandis que des diamètres plus petits permettent généralement de réduire l'accumulation de liquide à des débits faibles et les instabilités potentielles de l'écoulement (formation de slug).

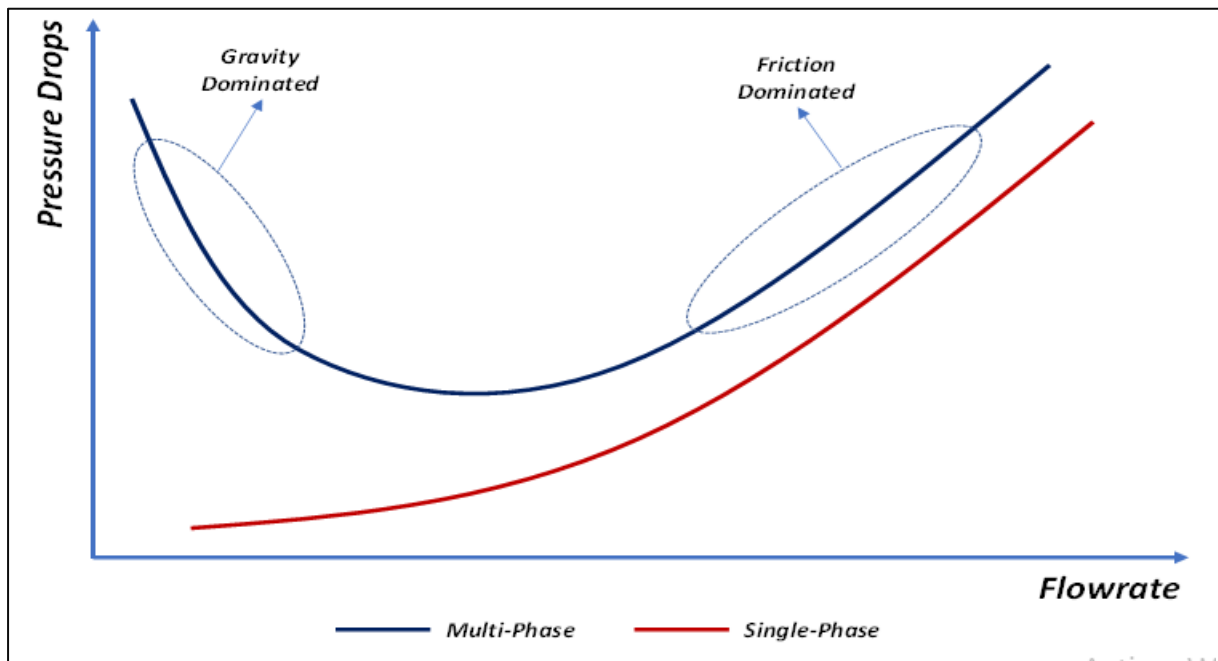


Figure 3.8 : Variation des pertes de charge en fonction du débit dans les systèmes monophasique et multiphasique.

5.7. Les effets des pertes de charge dominantes :

- Si les pertes de charge dominantes sur une ligne sont les pertes de charge dues au gravité. Cela signifie que les forces gravitationnelles agissant sur le fluide ont un impact plus important sur la perte de pression le long de pipeline que les effets du frottement entre le fluide et les parois de pipeline.
- Si les pertes de charge dominantes sur une ligne sont les pertes de charge dues aux frictions. Cela signifie que les effets du frottement entre le fluide et les parois de pipeline ont un impact plus important sur la perte de pression le long de pipeline que les forces gravitationnelles agissant sur le fluide.

Les effets des pertes de charge dominantes dans l'écoulement multiphasique :

1) Si ΔP_g sont dominantes :

- Répartition non uniforme de la pression le long du pipeline (plus élevée dans les régions où la phase la plus dense s'accumule, plus faible où la phase la plus légère remonte).
- Instabilité d'écoulement et de débit qui peuvent se manifester sous la forme de slug ou d'oscillations, entraînant des fluctuations des débits, des pressions et des vitesses.

Ces derniers peuvent affecter : la performance et l'efficacité des équipements en aval, réduction de la capacité d'écoulement, des blocages, distribution inégale du débit, des dommages aux équipements et des risques potentiels pour la sécurité.

2) Si ΔP_f sont dominantes :

- Les forces de frottement entre le fluide et les parois de pipeline génèrent de la chaleur qui peut affecter la température du fluide, en particulier dans les applications à grande vitesse ou à haute pression.
- La résistance rencontrée en raison des forces de frottement limite le mouvement du fluide, ce qui entraîne une réduction des débits.

Ces derniers peuvent affecter : l'efficacité globale du système, les propriétés et la température du fluide et les performances des installations en aval.

6. Analyse Nodale, Logiciel « PROSPER » :

6.1. Présentation du Logiciel d'optimisation □ PROSPER □ :

Le logiciel PROSPER, permet d'analyser la performance des puits producteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement triphasique depuis le réservoir jusqu'au séparateur.

-Un tel processus est subdivisé en trois phases à savoir :

- ✓ L'écoulement à travers le réservoir
- ✓ L'écoulement à travers la complétion
- ✓ L'écoulement à travers le tubing
- ✓ L'écoulement à travers le réseau de collecte et le séparateur

La représentation schématique du système de production est illustrée comme suit :

En fonction du problème à traiter et des données à disposition, un point d'analyse appelé «Node » peut être choisi au fond, dans le réservoir ou en surface ; d'où le nom d'analyse nodale.

La simplicité et la rapidité de traitement des problèmes avec ce logiciel lui offrent une grande place dans le domaine de l'engineering et la production. Il permet :

- ✓ L'analyse de la performance des puits.
- ✓ L'optimisation des complétions.
- ✓ L'optimisation du gas-lift.

-Le système de production est divisé en 2 segments :

L'Inflow : Segment qui comprend tous les composants entre les limites du réservoir et le fond du puits.

L'Outflow : Segment qui comprend tous les composants entre le fond du puits et le séparateur.

Le point d'intersection des deux courbes Inflow et Outflow sur un même graphe donne le point de fonctionnement du puits.

Dans un écoulement diphasique il a été prouvé théoriquement que le graphique du débit en fonction de la pression de fond est une courbe au lieu d'une droite, donc la valeur de l'Index de Productivité n'est pas une constante. Pour cette raison Gilbert proposa des méthodes d'analyse des puits qui utilisent toute la courbe de débit, ce graphe est appelé courbes IPR (Inflow Performance Relationship). La détermination de cette courbe est importante dans l'analyse nodale, elle peut être définie comme étant la capacité d'un puits complété, à évacuer ou à acheminer un fluide du réservoir jusqu'en surface et l'IPR peut être utilisé pour prédire le débit après un traitement de stimulation.

Prosper utilise les lois et corrélations régissant l'écoulement dans le processus de production depuis le réservoir jusqu'en surface.

Ces lois d'écoulements dans le réservoir et le tubing sont décrites respectivement par les lois de Darcy et Vogel pour les différents types d'écoulements (monophasique et diphasique), et par des corrélations relatives aux pertes de charges dans l'ascenseur.

A signaler par ailleurs que l'écoulement à travers la collecte n'est pas pris en considération pour le cas de Hassi Messaoud à cause de l'étendu du réseau de collecte (longues distances).

6.2. Application du Prosper dans le domaine d'activation des puits :

L'utilisation du Prosper dans le domaine de l'activation des puits passe par les étapes suivantes :

- ✓ Simulation du puits en prenant comme données de bases, les résultats d'un récent Build Up ou DST et rapport de complétion en date de l'essai.
- ✓ Trouver le point de fonctionnement du puits considéré par itération sur des données susceptible d'être changées.
- ✓ Le graphique ainsi obtenu est considéré comme cas de base.

- ✓ Représenter sur le même graphe, la situation actuelle du puits en calant le dernier jaugeage effectué sur le puits considéré. Dans notre cas, deux paramètres sont susceptibles d'être changé: ce sont le diamètre et la profondeur de concentrique.
- ✓ Une simulation du puits avec le changement de complétion (diamètre et profondeur de concentrique) peut à présent être envisagé ce qui permettra de connaître qu'elle est la performance du puits considéré avec ce concentrique.
- ✓ En fonction de la réponse du puits au changement de la complétion, nous pourrons conclure que le puits est ou n'est pas candidat à cette méthode d'activation.

6.3. Données nécessaires pour l'utilisation du Prosper :

- Rapports géologiques
- Rapports de complétion du puits
- Données de tests
- Données de jaugeages
- Historique de production du puits



Chapitre IV :

Etude de cas

Introduction :

L'objectif de notre étude est de prédire la performance du système de production du champ RERN avec l'évolution des paramètres de production des puits (Notamment RERN-4) en utilisant le logiciel de modélisation GAP.

Informations sur le logiciel GAP :

GAP est un logiciel de modélisation et d'optimisation des réseaux multiphasiques. Il a été conçu pour créer des modèles intégrés permettant d'analyser le comportement du réseau multiphasique avec plusieurs puits (différents PVT) produisant dans un système de production commun, où pour analyser comment un puits affecte la production d'un autre par une contre pression (back pressure) souvent se cas se présente lors du raccordement de nouveaux puits.

GAP est aussi utilisé pour des activités de planification à long terme et pour tester diverses stratégies pour assurer l'écoulement de produit, par la détection de phénomènes spécifiques qui sont en fonction du PVT du fluide ou de l'hydraulique de pipeline (slug, la charge de liquide, la formation d'hydrates ,etc.) sur l'ensemble du réseau de sur face et fournir des informations qui permettront de relever les défis en matière d'assurance du débit au fil du temps.

Aujourd'hui, GAP est le logiciel d'optimisation de réseau multiphasique en régime permanent le plus sophistiqué qui existe dans l'industrie, avec de nombreuses caractéristiques exclusives qui permettent aux ingénieurs de maximiser la production des champs de pétrole et de gaz dans le monde entier.

L'objectif de cette étude consiste à créer un modèle informatisé exact et précis des puits productifs, des pompes multiphasiques des lignes de collecte et de manifold. La modélisation du réseau de collecte est effectuée pour optimiser (minimiser) les pertes de charges afin d'améliorer la production.

Notre étude consiste à étudier trois (03) phases, chacune d'entre elles étant expliquées Brièvement comme suit:

- **Phase 01 : Etude de performance de puits RERN-4 avec la pompe ESP avant et après l'endommagement:**

On va construire un modèle sur PROSPER pour le puits RERN-4, en suivant l'évolution des performances de la pompe ESP, ceci couvre les étapes de modélisation, calibration du model et prévisions des futures performances.

- **Phase 02 : Modélisation de réseau de collecte RERN-RAR avec (GAP):**

Cette phase concerne la création d'un modèle pour le réseau de collecte du champ RERN jusqu'à l'arrivée au manifold RAR, la conception d'un modèle de réseau nécessite le traçage de toutes lignes de production (longueur, diamètre et altimétrie), en plus nous devrions faire un calage pour avoir des calculs cohérents avec la réalité, ce modèle sera ensuite utilisé pour faire des prévisions.

- **Phase 03 : Dimensionnement et le choix de la pompe Multiphasique (MPP):**

Dans cette partie nous allons voir le dimensionnement des pompes, selon les débits de production et les pressions prévus, le choix de la pompe sera à partir du catalogue des courbes de performances fournis par le constructeur.

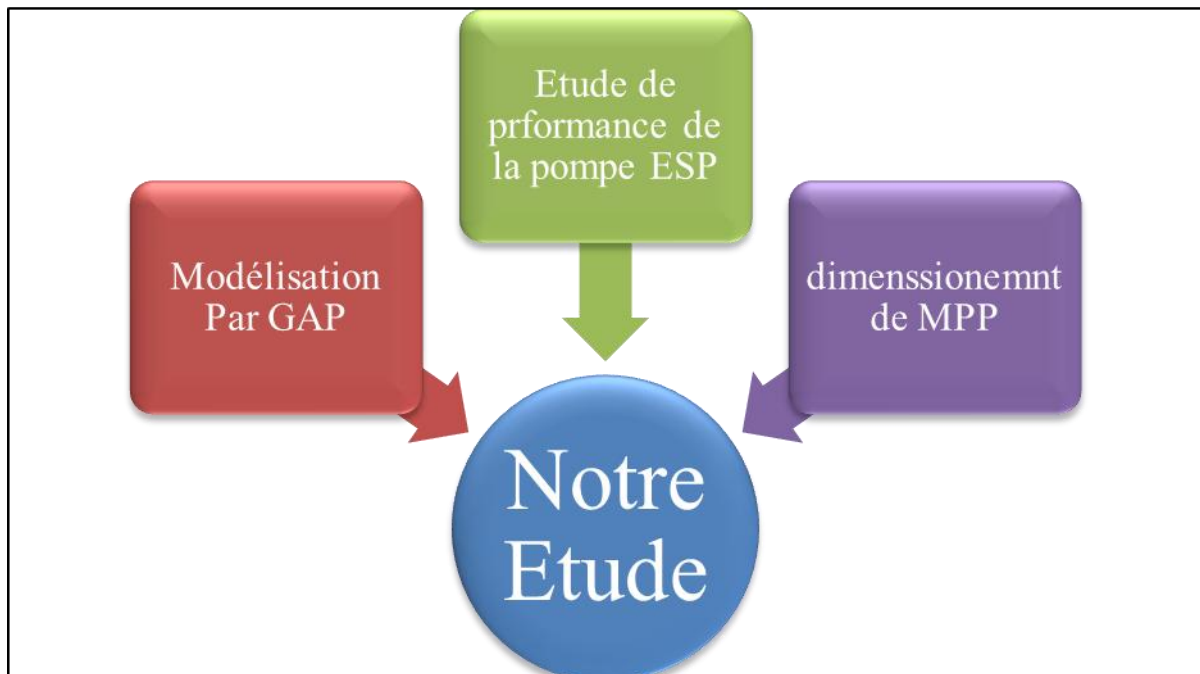


Figure 4.1 : Les étapes de notre étude.

Phase 01 : Etude de performance de puits RERN-4 avec la pompe ESP avant et après l'endommagement:

1. Historique de puits RERN-04 :

Le puits RERN-04 est un puits producteur d'huile qui a été foré et complété avec ESP en 2022. Il produit à travers le niveau TAGI selon l'intervalle suivant : 2760 – 2764.5 m.

Depuis la mise en service du puits en production a montré une productivité élevée,

L'objectif de ce chapitre est d'étudier les performances de puits RERN-4 après l'installation de la pompe ESP.

Afin de comprendre le comportement de pression de fond statique (Pression de réservoir) des enregistrements de pression statique (SGS) ont été effectués à 2485 (au-dessus de la pompe ESP).

Dans la courbe ci-dessous (**Figure 4.2**) montre le comportement de pression de réservoir

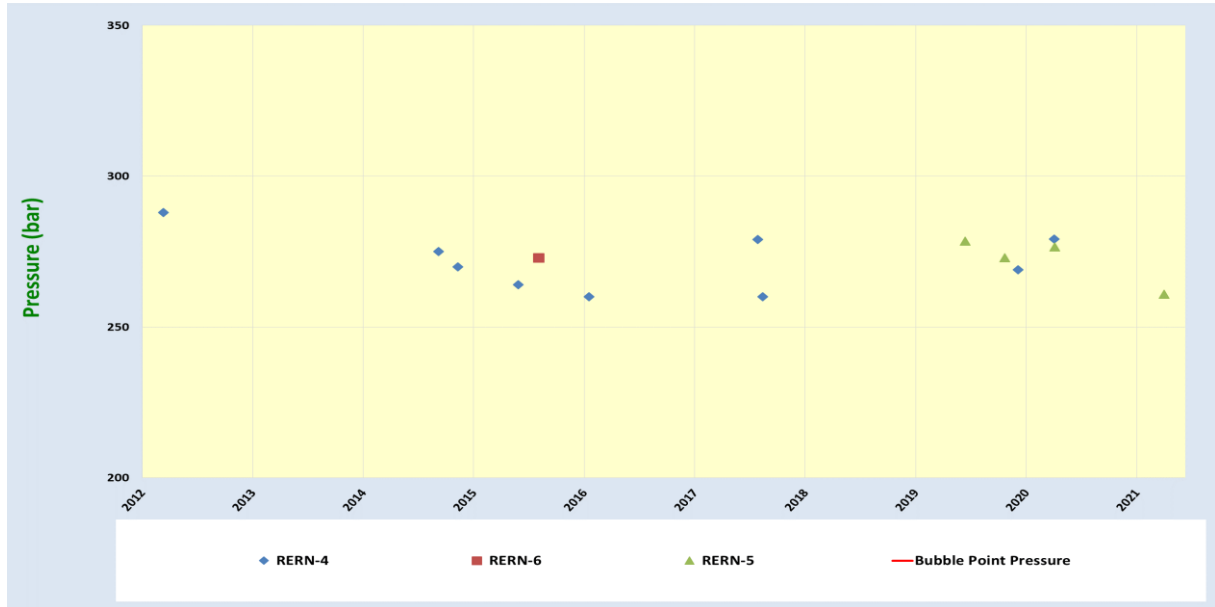


Figure 4.2 : Monitoring de la pression du réservoir RERN

2. La performance de puits RERN 04 :

Un suivi des performances de puits est effectué pour voir l'évolution des paramètres de production après l'installation de la pompe ESP par un Well test avec MPFM,

Le puits a continué de produire normalement avec des débits et des paramètres de la pompe Stables.

Les valeurs moyennes enregistrées sont les suivantes :

- FWHP = 87 bar
- $Q_{oil} = 721 \text{ Sbpd} = 115 \text{ Sm}^3/\text{d}$
- $Q_{liq} = 151 \text{ Sm}^3/\text{d}$
- $wc_{tot} = 35 \%$
- $wc_{res} = 26\%$
- GOR = 115 Sm³/Sm³
- $P_{asp} = 208 \text{ bar}$
- $P_{ref} = 285 \text{ bar}$
- Fréquence = 55 Hz

3. Dimensionnement et design de la pompe ESP avec le model Prosper :

Pour projeter une system d'exploitation par pompe ESP, l'utilisation du logiciel PROSPER est nécessaire. Le software fait des calculs par des équations intégrées afin d'obtenir des résultats concernant le choix de la pompe tel que ses caractéristiques, le nombre des étages...etc.

La conception de la pompe ESP se base sur les paramètres des puits, le potentiel de production, l'évolution du water-cut et l'évolution de la pression du réservoir. Les scénarios suivants ont été pris en considération :

- $P_{res} = 260$ bar @ 2760 m
- $PI = 3$ Sm³/d/bar
- $H_{ESP} = 2486$ m
- $Q_{liq} = 950$ STB/d
- $WC = 30\%$
- $GOR = 117$ Sm³/Sm³

Selon la disponibilité des stocks il a été choisi d'installer une pompe à 162 étages. La pompe sera réglée à une profondeur de 2486 m. la plage de fonctionnement de la pompe peut s'adapter avec différentes conditions de fonctionnement en termes d'augmentation du WC, déplétion de la pression et de débit d'effluent.

Input Data			Equipment		
Pump Depth (Measured)	2486	m	Pump	NOVOMET NLV1900 4.84 inches (1132.08-1949.69 RB/day)	
Operating Frequency	44	Hertz	Motor	Centriflft 450 102HP 854.333V 58A	
Maximum Pump OD	6	inches	Cable	#1 Copper 0.26 (Volts/1000ft) 115 (amps) max	
Length Of Cable	2800	m	Results		
Gas Separator Efficiency	80	percent	Number Of Stages	162	hp
Design Rate	950	STB/day	Power Required	72.8472	percent
Water Cut	30	percent	Pump Efficiency	57.7941	deg C
Total GOR	117	Sm ³ /Sm ³	Pump Outlet Temperature	86.7713	amps
Top Node Pressure	102	BARa	Current Used	57.7589	percent
Motor Power Safety Margin	20	percent	Motor Efficiency	83.2121	hp
Pump Wear Factor	0	fraction	Motor Power Generated	72.8472	rpm
Pipe Correlation	Hydro-2P		Motor Speed	2538.57	Volts
Tubing Correlation	Petroleum Experts 2		Voltage Drop Along Cable	154.633	Volts
Gas DeRating Model	<none >		Voltage Required @ Surface	1008.97	Volts
Pump Duty			Surface KVA	100.938	lb.ft
Well Head Pressure	102	(BARa)	Torque On Shaft	150.716	fraction
Flowing Bottomhole Pressure	209.654	(BARa)	Motor Power Factor	0.7743	ft/sec
Water Cut	30	(percent)	Motor Fluid Velocity	0.79974	percent
Pump Frequency	44	(Hertz)	Motor Load %	97.3893	
Pump Intake Pressure	187.42	(BARa)			
Pump Intake Temperature	80.8625	(deg C)			
Pump Intake Rate	1214.26	(RB/day)			
Free GOR at Pump Inlet	0	(Sm ³ /Sm ³)			
Pump Discharge Pressure	305.108	(BARa)			
Pump Discharge Rate	1203.28	(RB/day)			
Total GOR Above Pump	117	(Sm ³ /Sm ³)			
Mass Flow Rate	346285	(lbm/day)			
Total Fluid Gravity	0.81745	(sp. gravity)			
Average Downhole Rate	1208.45	(RB/day)			
Head Required	1469.57	(m)			
Actual Head Required	1469.57	(m)			
Fluid Power Required	35.0209	(hp)			
GLR @ Pump Intake (V/V)	0	(fraction)			
Gas Fraction @ Pump Intake	0	(fraction)			
Bo @ Pump Intake	1.38879	(RB/STB)			
Bg @ Pump Intake	0.0050018	(ft ³ /scf)			
Average Cable Temperature	60.4009	(deg C)			

Figure 4.3: ESP Design avec un model Prosper

La figure 4.3 montre le dimensionnement de la pompe ESP du puits RERN-4 par le model PROSPER.

Le processus d'optimisation des performances de la pompe est réalisé à travers la considération des scénarios selon la variation du WC dans les conditions du premier test de production après l'installation de la pompe et avec l'objectif de porter le point de fonctionnement de la pompe dans la zone proche de "best efficiency line"

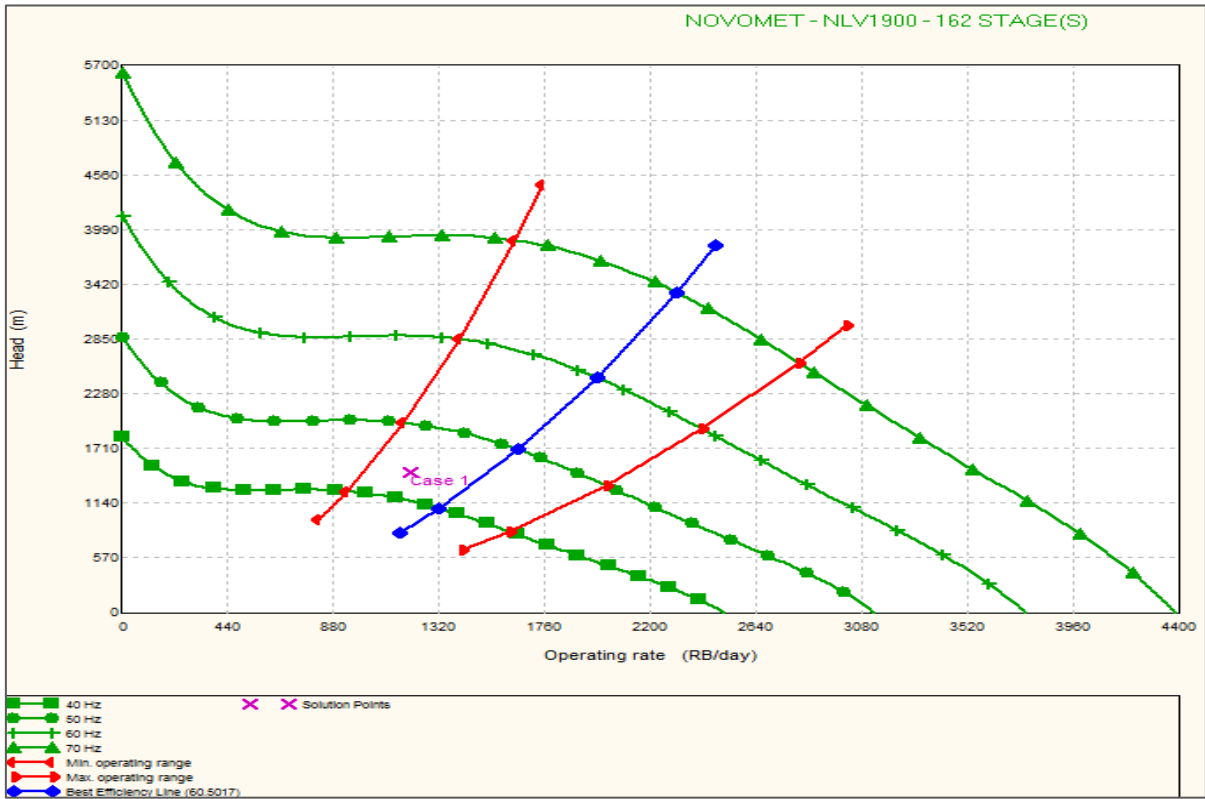


Figure 4.4 : Le point du fonctionnement d'ESP « RERN 04 »

Well: RERN-04		Date: 17-mars-22				
PARAMETER		Case 0	Case 1	Case 2	Case 3	UNITS
WELL INFORMATION	Casing information			7" #29		OD, #m
	Tubing information / Pump Depth			3 1/2, #9.3 / 2486		OD, #m
	Bubble Point Pressure, Limit F			121.0		Bara
	Top Perforations, Measured			2 760		m, MD
	IPR Method			Vogel corrected for Water Cut		N/A
	Well API			41		=API
	Target Q Operation @ Surface			950		BPD
	Reservoir Temperature			85		-C
	Water Cut	30	50	75	100	%
	Reservoir Static Pressure			259		Bar
PUMP AND STAND	SG -water			1264		N/A
	GOR			107		m³/m³
	Tubing Head Pressure	100.0	100.0	125.0	90.0	bar
	Casing Head Pressure	50.0	50.0	50.0	50.0	bar
	SG oil	0.82	0.82	0.82	0.82	rel to H ₂ O
	SG Mix	0.95	1.04	1.15	1.26	rel to H ₂ O
	PI			3.0		m³dagbar
	Operation Conditions	Base Case			Clean up phase	
	Frequency Target	43	45	50	47	Hz
	Q Total Operation @ Surface	363	375	1001	1044	BPD
Q Oil Operation @ Surface	674	498	250	0	BPD	
Q Total @ Intake	1236	1214	1230	1201	BPD	
Gas @ intake conditions (GVF)	1	1	0	0	%	
Gas into the Pump	0	0	0	0	%	
Bottom Hole Flowing Pressure	208	207	206	204	Bar	
Pump Intake Pressure	205	205	203	201	Bar	
Pump Discharge Pressure	312	338	395	391	Bar	
Pump Description	484 Series NLV1900 SCMP AR2 CR3 I14				test	
No. stages	162				EA	
Gas devices	Standard Intake N4431 484H/449B CR3 1.18" I14				test	
HP Requested @ target Hz	52	64	96	31	Hp	
Motor Description	N512AM121 2380V SGL CR3 MT (@50HZ)				Test	
Hp @ 50 Hz	121				Hp	
Volts @ 50 Hz	2380				Volt	
Amps	25.5				Amp.	
Re rating Factor	0%	0%	0%	0%	%	
Hp @ 50 Hz - Re-rated	121	121	121	121	Hp	
Volts @ 50 Hz - Re-rated	2380	2380	2380	2380	Volt	
Amps @ 50 Hz - Re-rated	25.5	25.5	25.5	25.5	Amp.	
Amps in operation	15.7	17.3	21.1	21.2	Amp.	
Motor load	49.9	59.2	79.8	80.1	%	
Motor Temperature	116	116	116	114	-C	
Surface Volts @ target Hz	2035	2195	2444	2301	Volt	
KVA Requested @ surface	57	66	89	85	KVA	
APPROX. Controller % Load	22%	26%	34%	33%	%	

Figure 4.5 : Design de la pompe par le constructeur

La **figure 4.5** ci-dessus illustre le design de la pompe ESP proposé par le constructeur

Après 5 mois de la mise en service du puits on a constaté une chute de pression de tête de 60 bar et un back pressure dans la ligne de production a cause de freinage par les pressions des autres puits RERN 5+7, Pour connaitre le problème exacte on a mis le puits deux jours sur torche 24h/24h et monitor les paramètres, ces dernier reste stable avec une variation dans la pression de décharge de la pompe (ESP) (intake reste stable), Cela suggère qu'il y a une augmentation dans le facteur d'endommagement de la pompe (le graphe dans la **figure 4.6** représente la chute de delta P de la pompe).

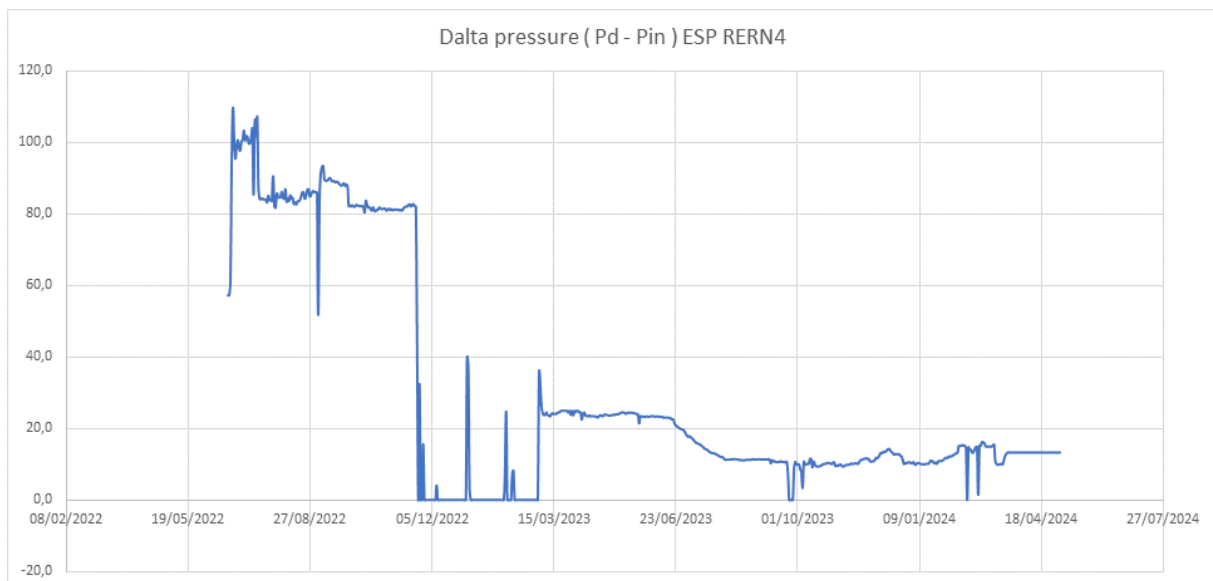


Figure 4.6: Graph présenté l'augmentation de facteur d'endommagement de la pompe

Afin de vérifier le degré d'endommagement de la pompe ESP, une simulation a été faite par PROSPER pour confirmer le facteur d'endommagement de la pompe.

La simulation du facteur d'endommagement (Pump Wear Factor) est basée sur les paramètres de production tel que les résultats de test séparateur et les paramètres de la pompe ESP après l'endommagement.

Les résultats de simulation sont présentés dans les courbes ci-dessous :

ESP QuickLook (RERN-4 WPA 22-02-2021 wear factor.Out)

Input Data

Tubing Head Pressure	30	BARg
Liquid Rate	665	STB/day
Water Cut	25	percent
Produced GOR	80	Sm3/Sm3
Static Bottom Hole Pressure (Pres)	258	BARg
Pump Depth (Measured)	2500	m
Operating Frequency	45	Hertz
Length Of Cable	2600	m
Gas Separator Method	Enter Separator Efficiency	
Gas Separation Efficiency	80	percent
Number Of Stages	238	
Pump Wear Factor	87	percent

DownHole Data

Point	Measured Depth (m)	Pressure (BARg)
1	2500	210
2	2500	223
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		

Surface Data

Current		amps
Surface Voltage		Volts
Power		hp

Correlation

Petroleum Experts 2

Equipment

Select Pump	* BHGE Flex10 4 inches (275-1625 RB/day)
Select Motor	Reda 456_90-O_Int 50HP 885V 35.5A
Select Cable	#1 Aluminium 0.33 (Volts/1000ft) 95 (amps) max
Allow Tapered ESP	No
Motor Temperature Method	Original Method

Figure 4.7: Les données de simulation et le facteur d'endommagement

D'après la simulation faite par PROSOPER le factor d'endommagement de la pompe (Pump Wear Factor) est de **87%**.

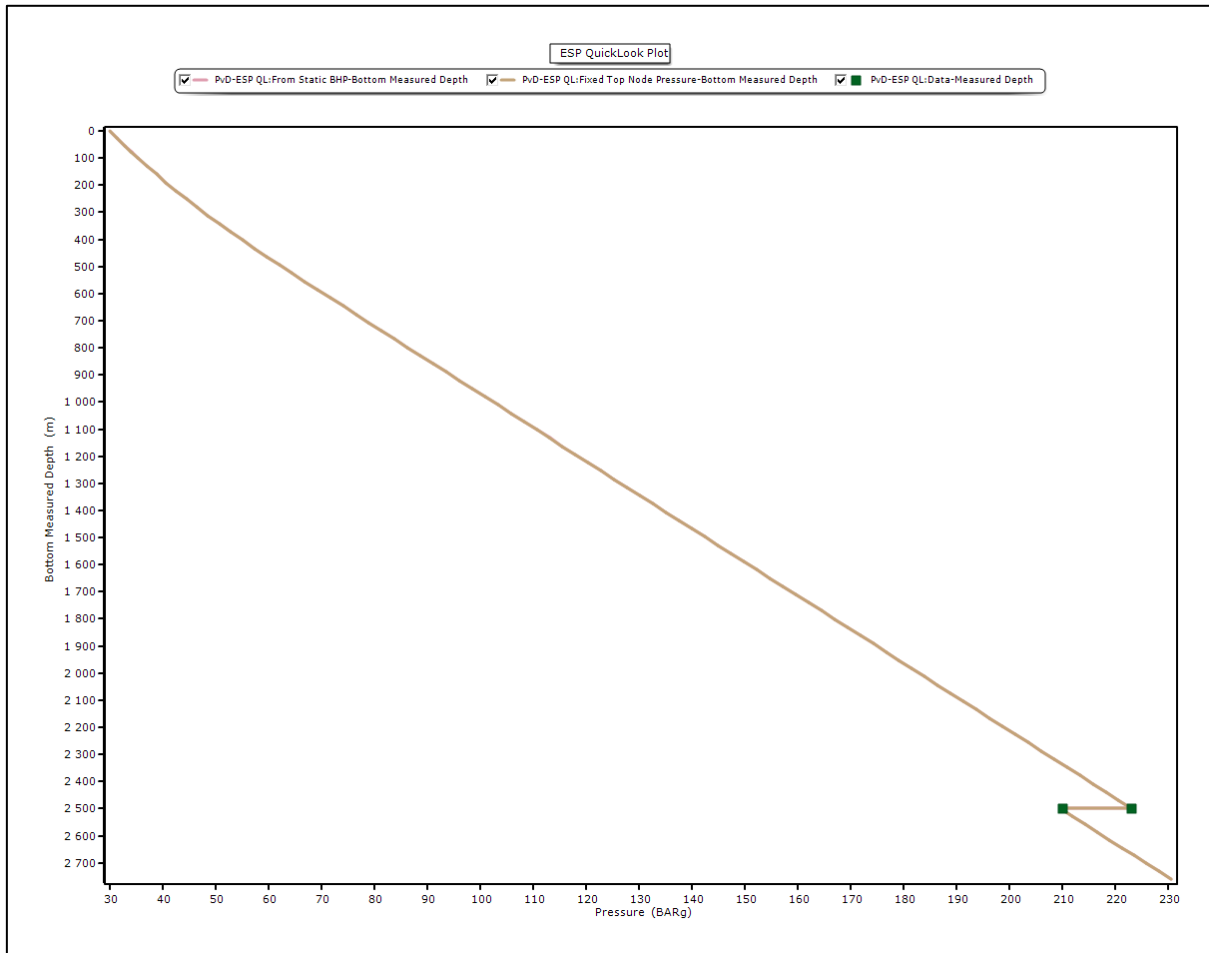


Figure 4.8 : Courbe de performance de la pompe ESP

D'après la courbe de performance de la pompe ESP ci-dessus (**Figure 4.8**) la pompe ESP ne crée pas un delta P (la différence de pression entre l'aspiration et le refoulement de la pompe) suffisant pour l'acheminement de l'influent de fond de puits jusqu'à la surface.

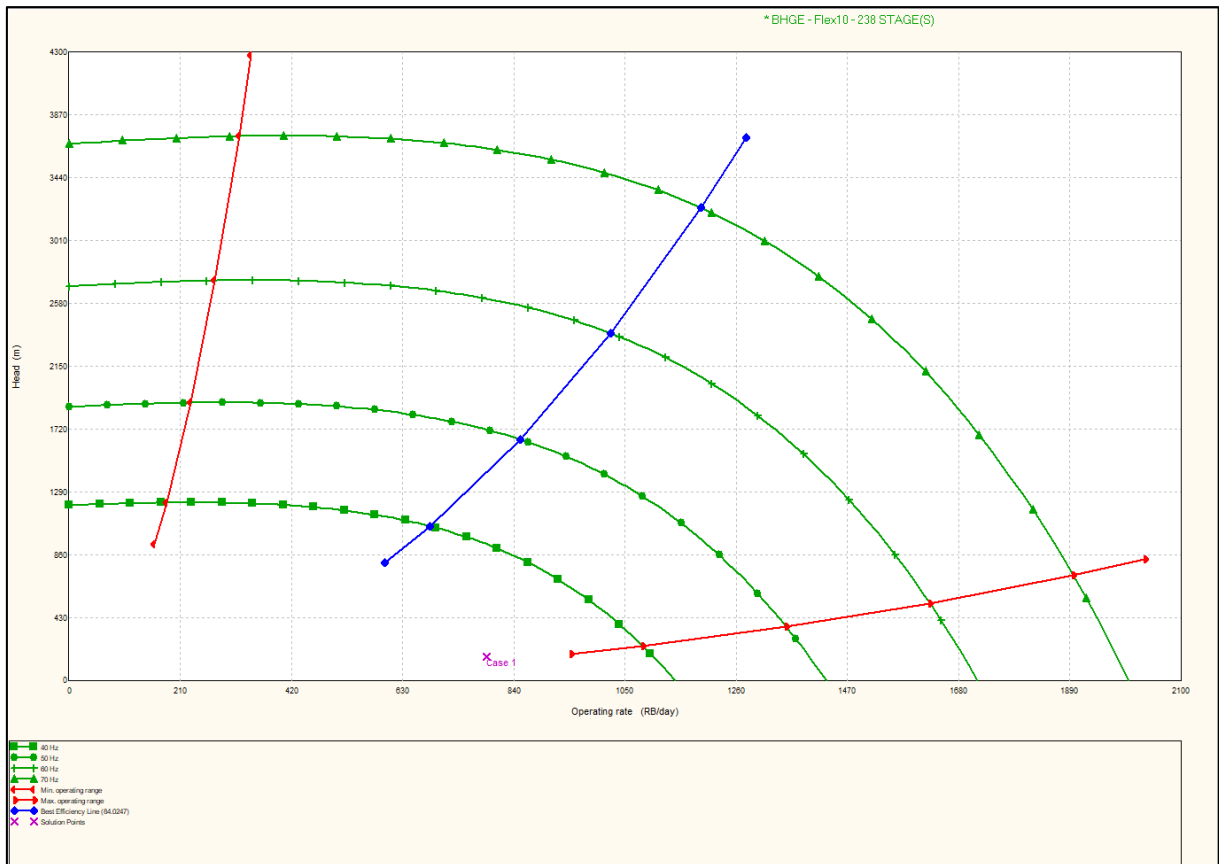


Figure 4.9 : Point de fonctionnement de la pompe ESP après l'endommagement

D'après la courbe de fonctionnement de la pompe ESP, le point de fonctionnement de la pompe ESP de puits RERN-4 est situé hors l'intervalle de fonctionnement de la pompe (Figure 4.9).

Donc suite à l'étude de performance de la pompe ESP du puits RERN-4 avant et après l'endommagement, le puits ne plus produit avec les paramètres actuels de réseau de collecte.

Une étude de flow assurance avec installation d'une pompe MPP est recommandée afin de remettre le puits en service.

Phase 02 : Modélisation de réseau de collecte RERN-RAR avec (GAP) :

1. Construction des lignes de production :

Les lignes que nous allons modéliser sont encadrées en jaune dans les figures ci-dessous

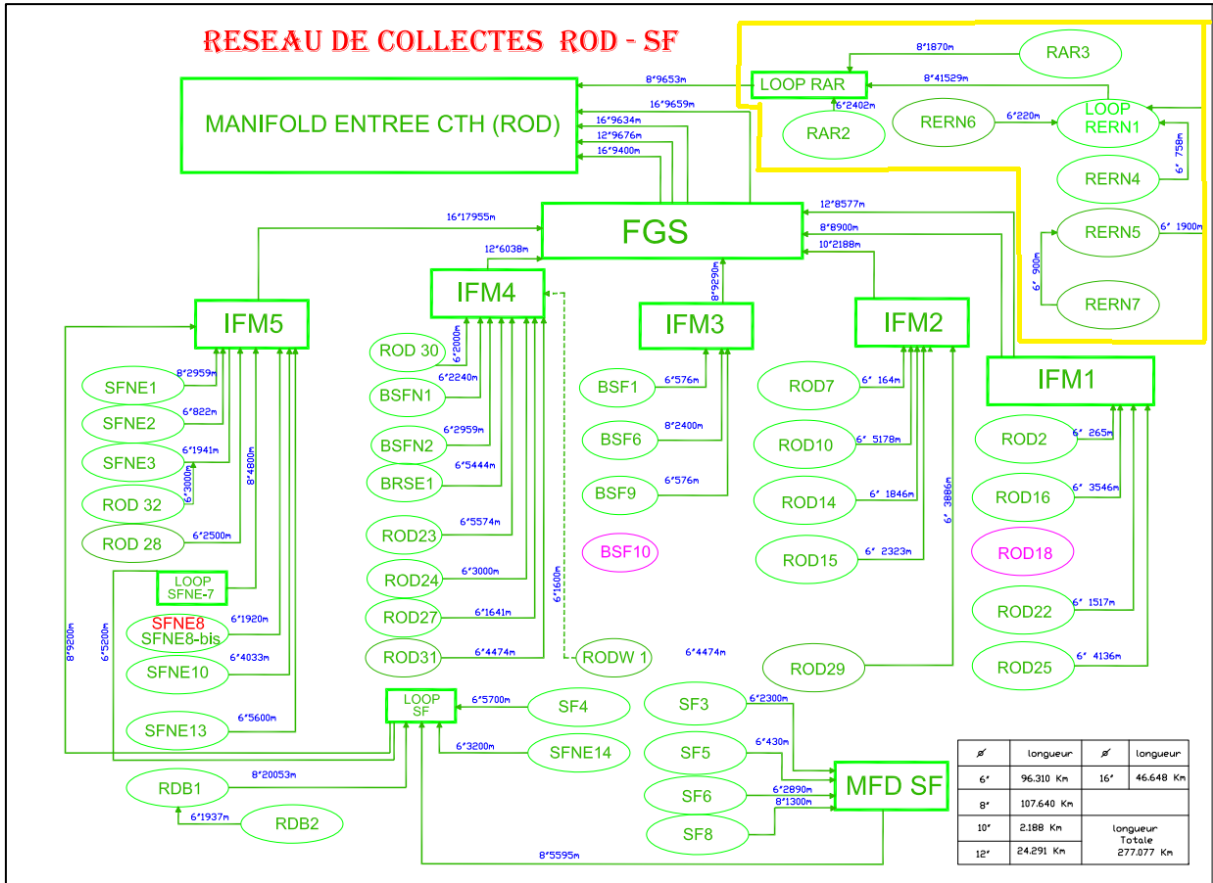


Figure 4.10 : Le réseau de collecte (Lignes Modélisées encadré en jaune)

Ci-dessous les données des différentes lignes :

Tableau IV.1: Dimensions des lignes

Ligne	Diamètre (inch)	Longueur Totale (m)
RERN-7 => RERN-5	6	900
RERN-5 => MFD RERN	6	1 900
RERN-4 => MFD RERN	6	758
RERN-6 => MFD RERN	6	220
MFD RERN => MFD RAR	8	41 529

Nous avons aussi le profile altimétrique de chaque ligne, ci-dessous celui de la ligne à 41 km MFD RERN → MFD RAR :

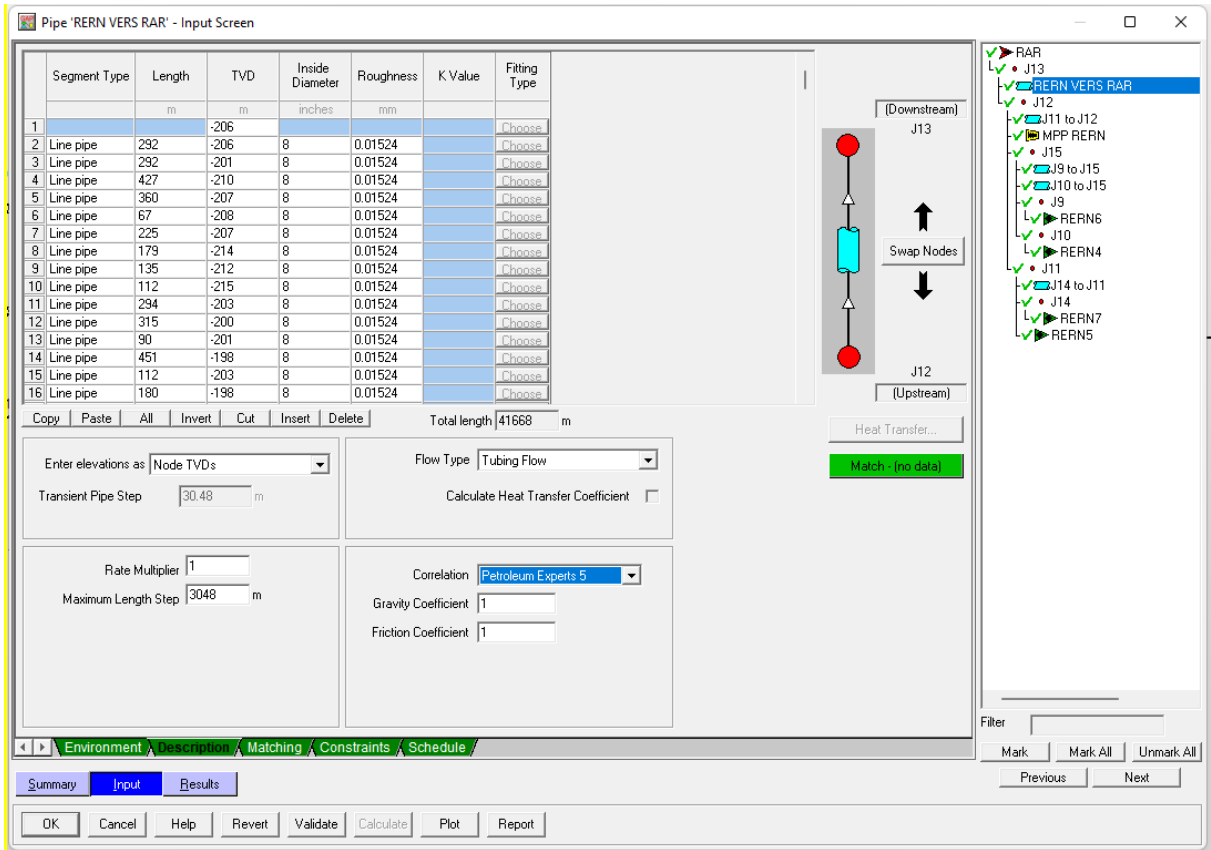


Figure 4.11 : Le profil altimétrique de la ligne MRERN-MRAR

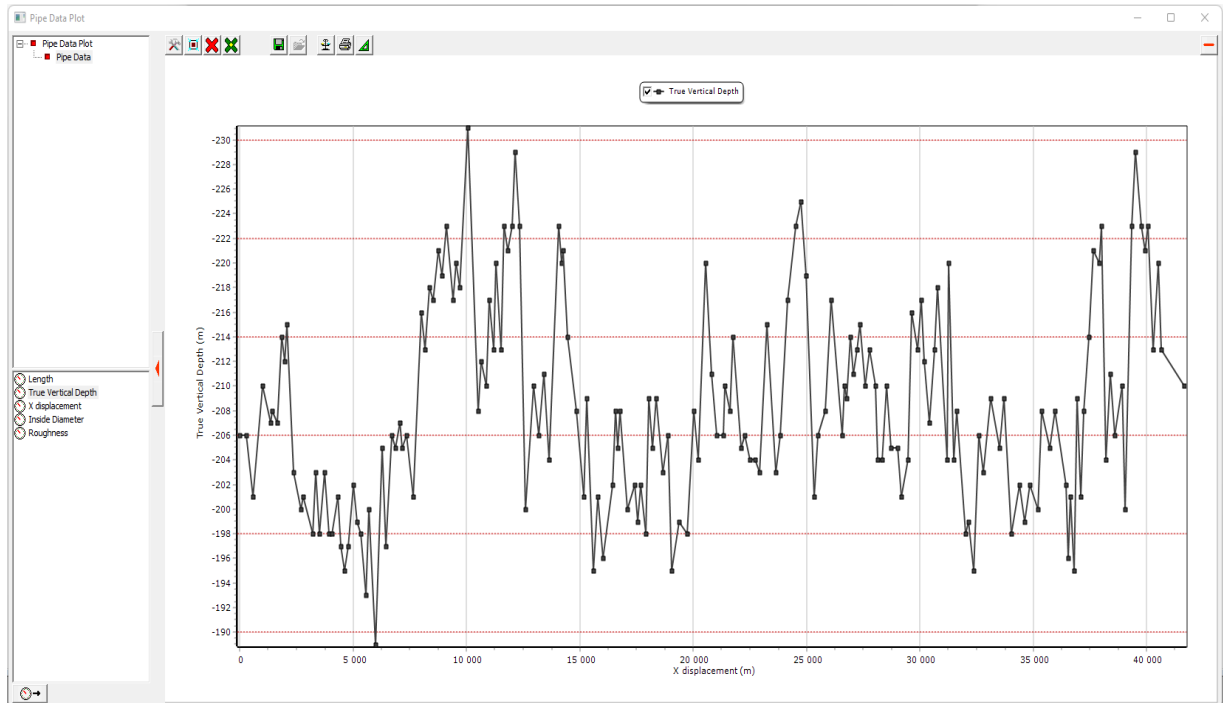


Figure 4.12 : le profil altimétrique de la ligne MRERN-MRAR

2. Modélisation de la ligne MRERN – MRAR avec logiciel GAP :

le model construit avec les données des lignes (des puits RERN 4&6 vers MRERN puis vers MRAR. (Figure 4.13)

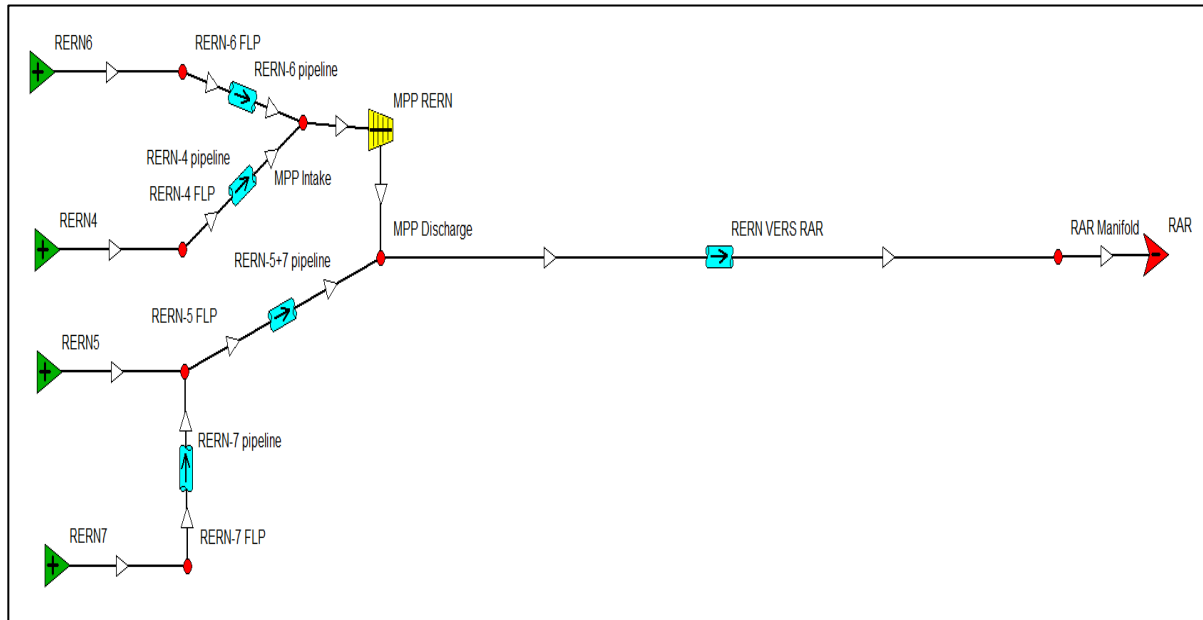


Figure 4.13 : Model GAP pour le réseau RERN-RAR

3. Le calage du modèle :

Le calage du modèle de base de système de production des puits RERN jusqu'à RAR Manifold est établi par la comparaison des pressions mesurées et calculées en différents points:

- ✓ Pressions de ligne sur les puits
- ✓ Manifold RERN
- ✓ Manifold RAR

Pour caler le modèle de base on a effectué les opérations suivantes:

- **La comparaison entre les pressions mesurées avec les pressions calculées par GAP.**

Cependant, lors que la pression calculée se trouve proche des valeurs enregistrées sur le terrain, il est considéré que le système est conforme à la référence.

Sinon, on procède à la vérification des données puis on manipule les différents paramètres comme la rugosité, changement de corrélation et les coefficients de pertes de charge gravitationnelle et/et frictionnelle jusqu'à ce qu'on obtienne les bonnes valeurs mesurées.

Dans notre model le calage de chaque ligne est obtenu avec la corrélation et les coefficients suivants :

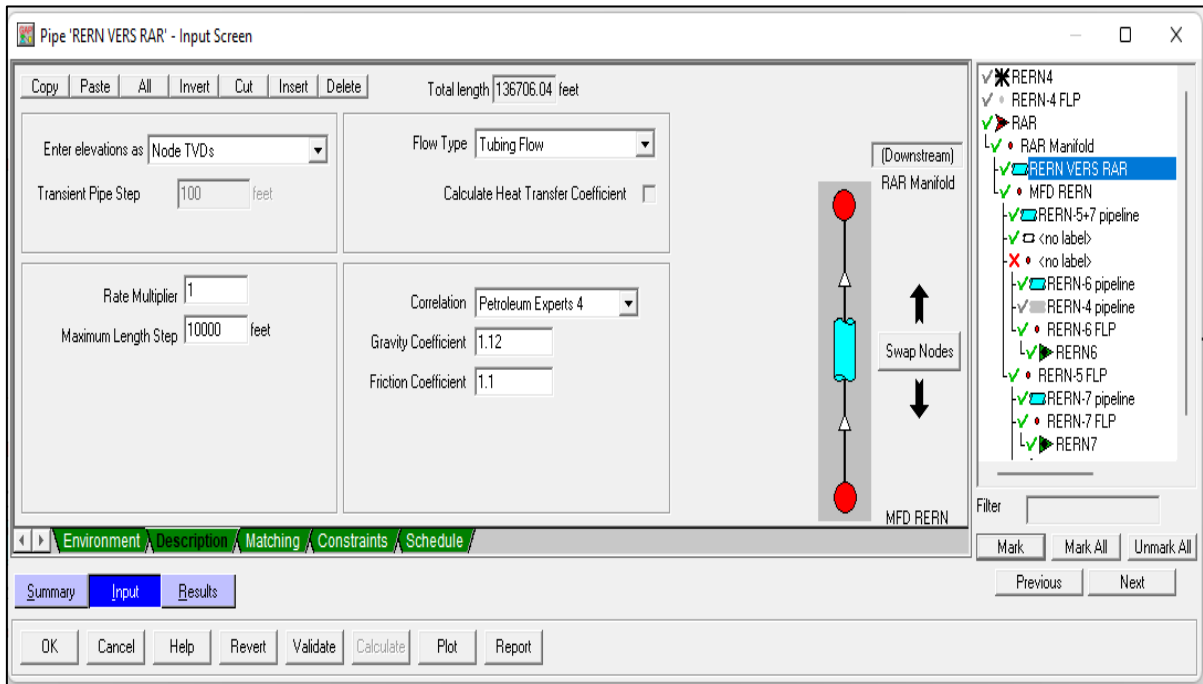


Figure 4.14 : paramètres de calage de la ligne RERN – RAR

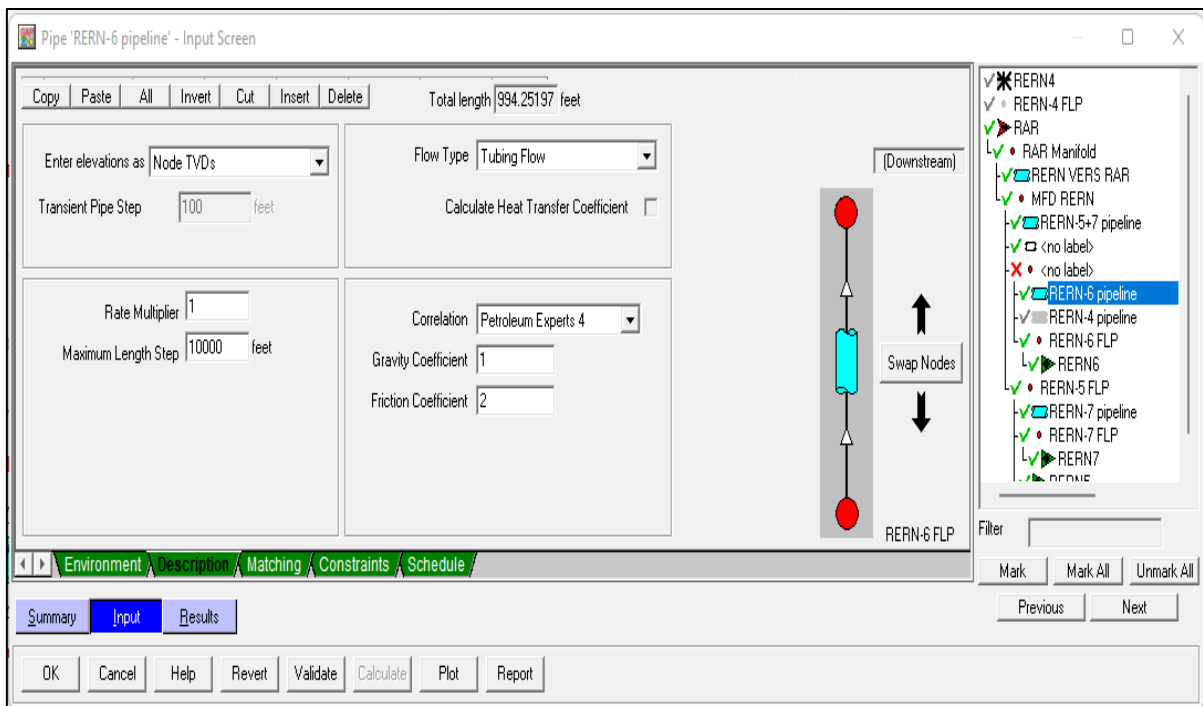


Figure 4.15 : paramètres de calage de la ligne RERN-6

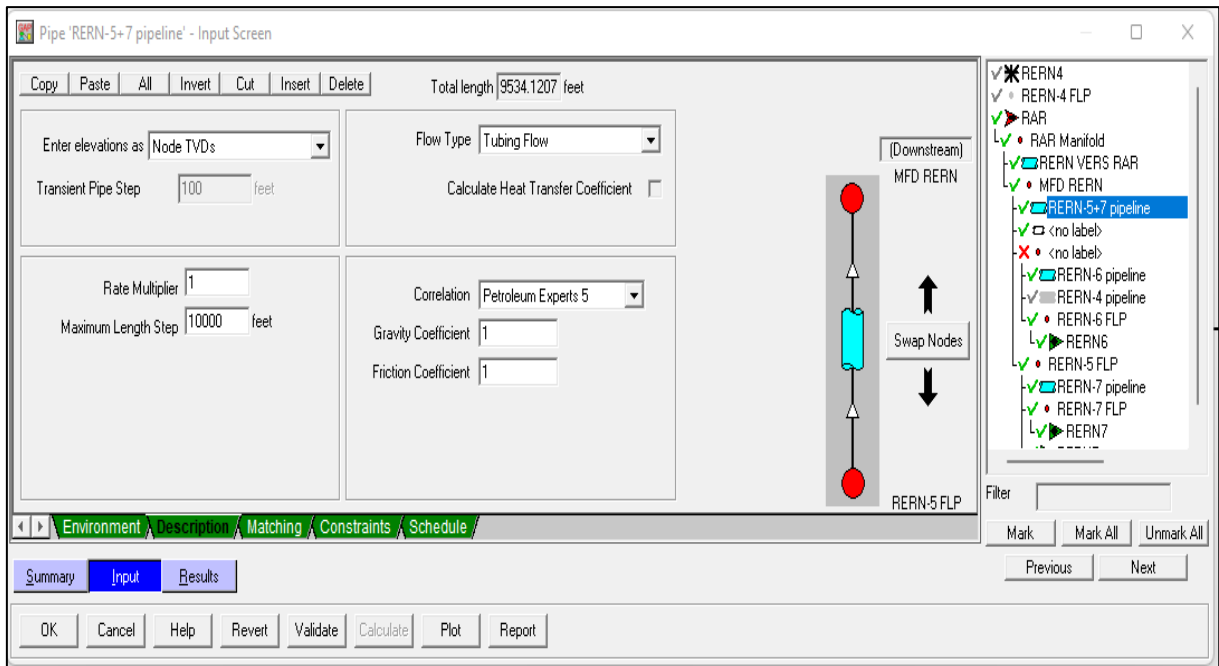


Figure 4.16 : paramètres de calage de la ligne RERN-5+7

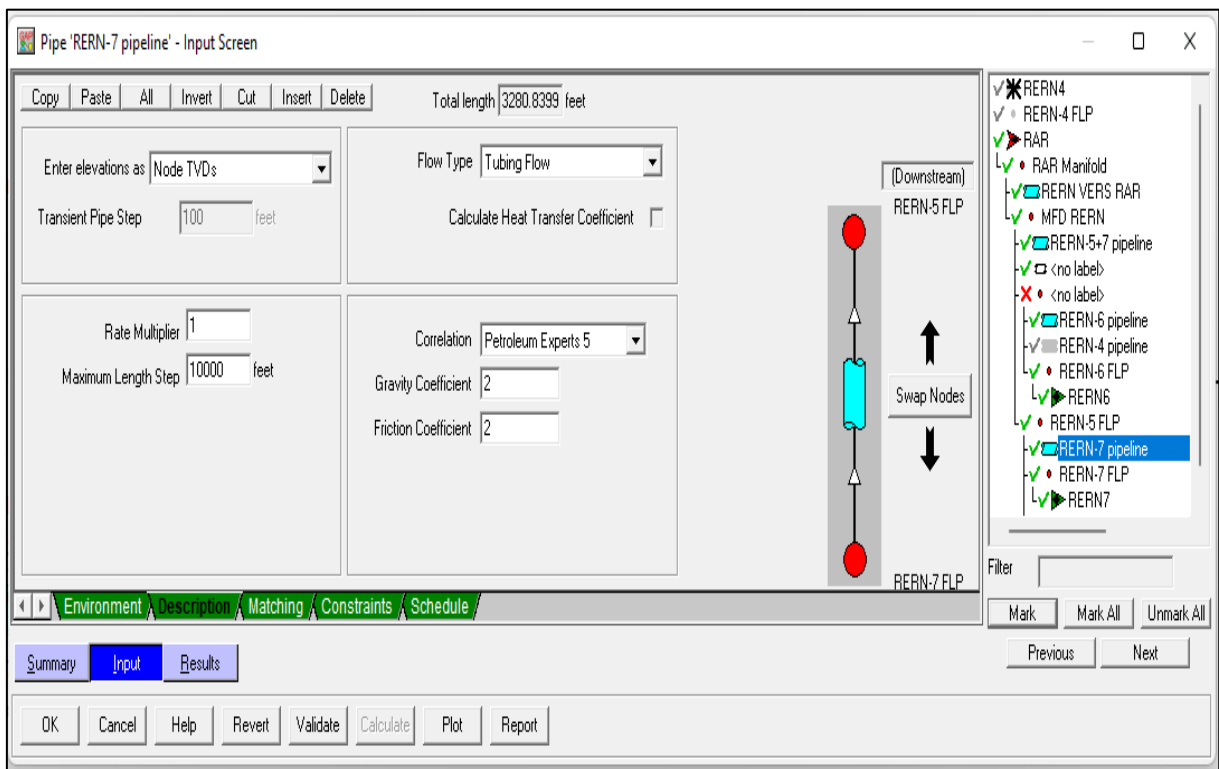


Figure 4.17 : paramètres de calage de la ligne RERN-7

Item	Separator Pressure	Oil Rate	Gas Rate	Water Rate	Liquid Rate	Pressure	Temperature	GOR	WCT
	BARa	STB/day	Sm ³ /day	Sm ³ /day	STB/day	BARa	deg C	Sm ³ /Sm ³	percent
Joint - <no label>		912.0	11600.6	50.9	1232.5	64.40	41.47	80.00	26.00
Joint - MFD RERN		2560.0	32561.7	226.9	3987.1	64.40	36.88	80.00	35.79
Joint - RAR Manifold		2560.0	32561.7	226.9	3987.1	9.00	35.00	80.00	35.79
Joint - RERN-5 FLP		1647.9	20961.1	176.0	2754.7	66.01	33.93	80.00	40.18
Joint - RERN-6 FLP		912.0	11600.6	50.9	1232.5	64.59	50.00	80.00	26.00
Joint - RERN-7 FLP		1006.4	12800.7	56.2	1360.0	67.34	50.00	80.00	26.00

Figure 4.18 : Les résultat après le calage sur GAP

Tableau IV.2 : Comparaison pression mesurées Vs Calculées

Point	Pression		
	Mesurée (Bar)	Calculée GAP (Bar)	Delta %
RERN-7	68	67,3	1,0%
RERN-5	66	66,01	0,0%
RERN-6	66	64,59	2,1%
MFD RERN	65	64,4	0,9%
MFD RAR	9	9	0,0%

L'erreur relative inférieure à 3% pour ce le modèle, donc le calage est considéré suffisante (Tableau IV.2).

Alor d'après l'étude de modélisation de réseau de collecte RERN, on peut remise le puits RERN-4 en production avec l'installation d'une pompe MPP pour réduire la pression de la ligne du puits (pression d'aspiration de la pompe estimer de 20 bar).

Lorsque la mise en place de MPP et prendre un temp et pour ne peux pas perdre la production par la fermeture de puits RERN 4 en va installer un LPT (séparateur mobile avec leur pompe).

Phase 03 : Dimensionnement et le choix de la pompe Multiphasique (MPP):**1. Débit de production :**

Le tableau ci-dessous montre les débits des tests de séparateur des puits concerné :

Tableau IV.3 : Débits de production

Paramètres de production					
Puits	Q Oil	Q Water	Q gas	GOR	WC
	BBls/d	Sm3/d	Sm3/d	SM3/Sm3	%
RERN-4	572,40	30,30	7 268,90	79,87	25%
RERN-5	1 647,90	176,00	20 961,40	80,00	40%
RERN-6	912,00	50,90	11 609,70	80,06	26%
RERN-7	1 006,40	55,20	12 791,00	79,93	26%

Actuellement seuls les puits RERN-4 et RERN-6 sont en aspiration de la pompe, donc le calcul des débits dans la pompe se limite à ces deux puits.

2. Pressions appliquées :

D'après les données du projet, nous avons les pressions suivantes en amont et aval de la pompe MPP :

$$P_{asp} = 20 \text{ Bar}$$

$$P_{ref} = 60 \text{ Bar}$$

$$\text{Delta P} = 40 \text{ Bar}$$

3. Calcul des débits en condition de ligne :

Lors du dimensionnement de la pompe, le débit à considérer doivent être calculés en conditions de ligne, cependant les débits illustrés dans le **Tableau IV.4** sont exprimés en conditions standards, le tableau ci-dessous montre la conversion des débits en condition standard vers conditions de ligne :

Tableau IV.4 : Débits en conditions de ligne RERN-4+6

RERN MPP				
		RERN-4	RERN-6	TOTAL MPP
Liquid Rate	(Sm ³ /day)	281,01	195,89	476,90
Oil Rate	(Sm ³ /day)	91,01	145,01	236,02
	(Boed)	572	912	1 484,40
Water Rate	(Sm ³ /day)	190,00	50,88	240,88
Gas Rate	(1000Sm ³ /d)	10,92	17,40	28,32
WC	%	68%	26%	51%
GOR	Sm ³ /Sm ³	120	120	120
P asp	(barg)	20	20	20
total rate	(ma ³ /h)	37,23	48,82	86,05
GVF	(%)	68,55	83,28	76,91
FLP	(barg)	60	60	60
T	(°C)	50	50	50
delta p	(bar)	40	40	40

4. Vérification GVF (gas Volume Factor) :

- Le GVF (gas volume factor) représente le pourcentage maximal de gaz à travers la pompe, pour le model de pompes disponibles, le GVF max = 90%
- Pour assurer que la pompe peut gérer la production des puits, nous avons considéré un GOR plus élevé que celui des test des puits (marge de sécurité pour simuler une augmentation du GOR avec le temps).
- Même avec les GOR plus élevé, le GVF a travers la pompe est estimé à ≈77%

Donc la production du champ ne posera pas de problèmes de GVF pour la pompe

5. Catalogue du constructeur :

Pour ce projet, le fournisseur des pompes MPP (Bonatti), dispose de trois pompes avec différents Pitch 88,52 et 40.

En utilisant le **tableau IV.4** nous allons choisir la pompe la plus adaptée pour ce champ

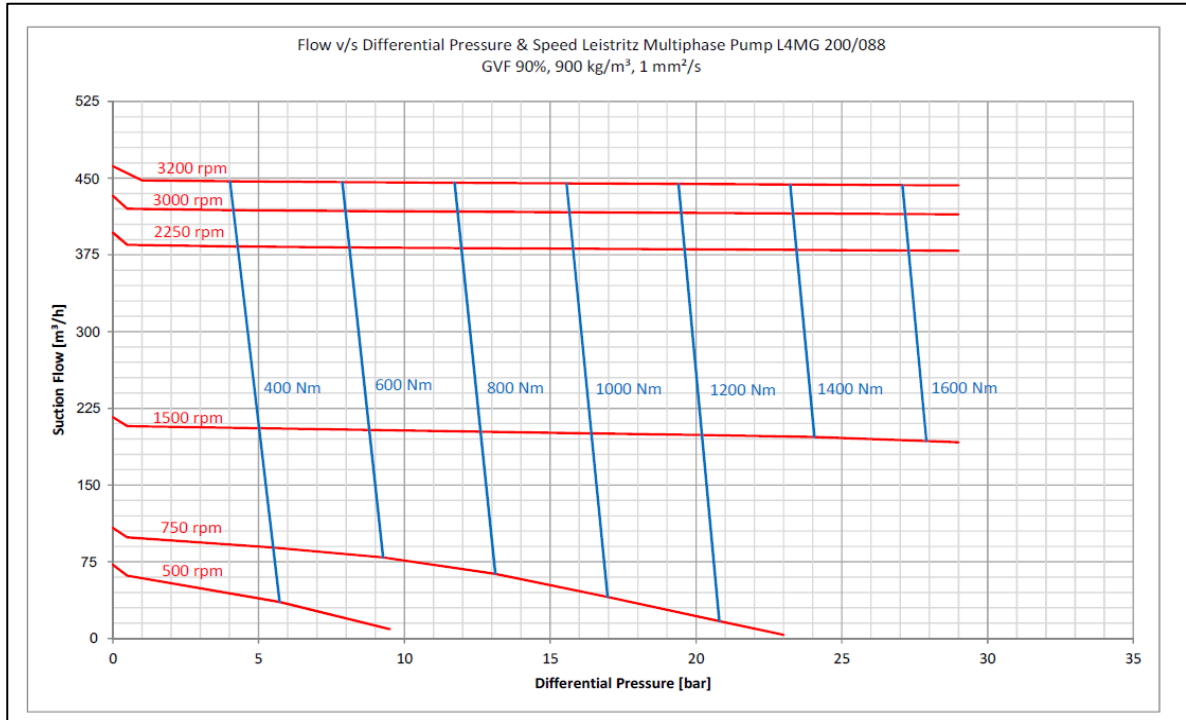


Figure 4.19 : Courbe de performance avec Pitch 88

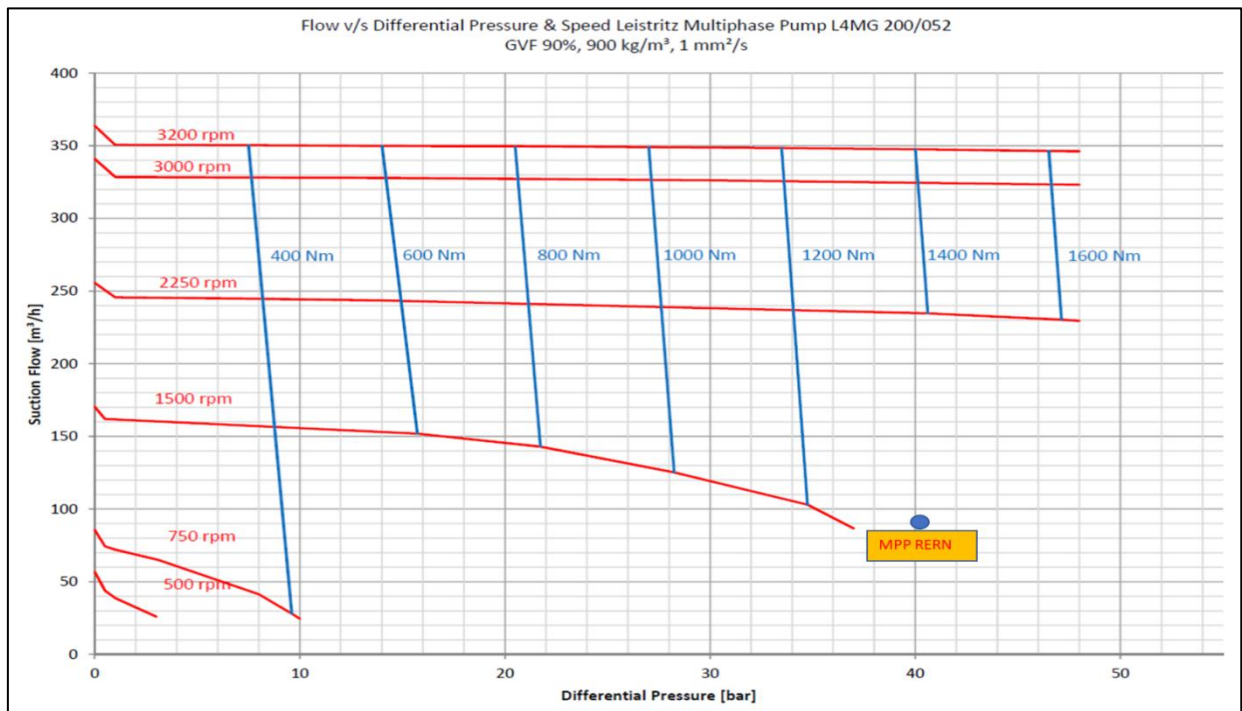


Figure 4.20 : Courbe de performance avec Pitch 52

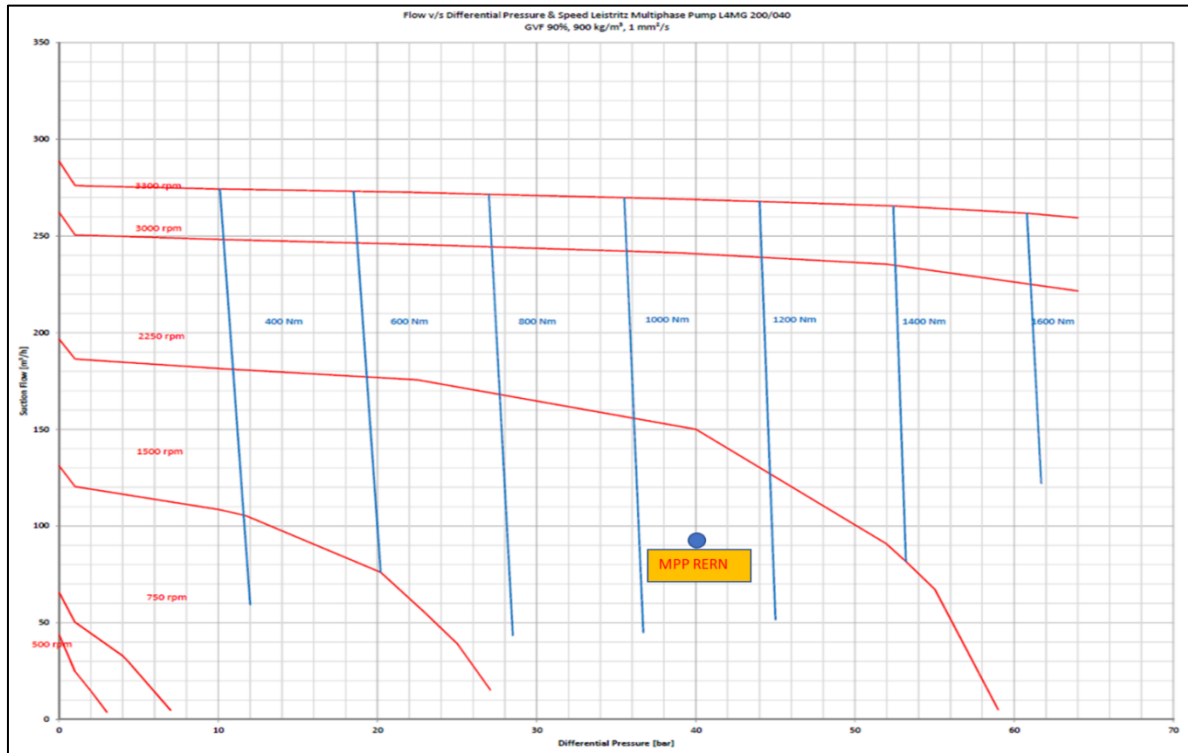


Figure 4.21 : Courbe de performance avec Pitch 40

D'après les courbes de performance du fournisseur nous avons :

✓ **Débits :**

- Les trois pitch peuvent facilement gérer le débit prévu (86 ma3/h)

✓ **Delta P :**

- Pitch 88 : le Delta P maximal est 28 bar, ceci est inférieur au delta P requis (40 bar)
- Pitch 52 : le Delta P maximal est 48 bar, ceci est très proche du delta P requis (40 bar)
- Pitch 40 : le Delta P maximal est 60 bar, ceci est supérieur au delta P requis (40 bar).

Théoriquement les pompes avec pitch 52 et 40 peuvent assurer le delta P requis, mais pour donner une marge de sécurité, le pitch 40 est recommandé.

6. Vérification MPP avec charge totale du champ RERN :

Dans cette partie, nous allons évaluer un autres scénario pour voir la possibilité de mettre tous les puits a travers la pompe, ce scenario sera applicable seulement en cas de besoin (endommagement des deux pompes ESP sur RERN-5 et RERN-7).

Pour cela nous ajoutons au **tableau IV.5** les débits de RERN-5 et RERN-7

Tableau IV.5 : Débits en conditions de ligne RERN-4+6+5+7

RERN MPP						
		RERN-4	RERN-6	RERN-5	RERN-7	TOTAL MPP
Liquid Rate	(Sm ³ /day)	281,01	195,89	438,02	215,22	1 130,13
Oil Rate	(Sm ³ /day)	91,01	145,01	262,02	160,02	658,05
	(Boed)	572	912	1 648	1 006	4 138,70
Water Rate	(Sm ³ /day)	190,00	50,88	176,00	55,20	472,08
Gas Rate	(1000Sm ³ /d)	10,92	17,40	31,44	19,20	78,97
WC	%	68%	26%	40%	26%	42%
GOR	Sm ³ /Sm ³	120	120	120	120	120
P asp	(barg)	20	20	20	20	20
total rate	(ma ³ /h)	37,23	48,82	91,72	53,83	231,60
GVF	(%)	68,55	83,28	80,10	83,34	79,67
FLP	(barg)	60	60	60	60	60
T	(°C)	50	50	50	50	50
delta p	(bar)	40	40	40	40	40

Ci-dessous la situation de toute la charge vers la pompe déjà choisie (Pitch 40)

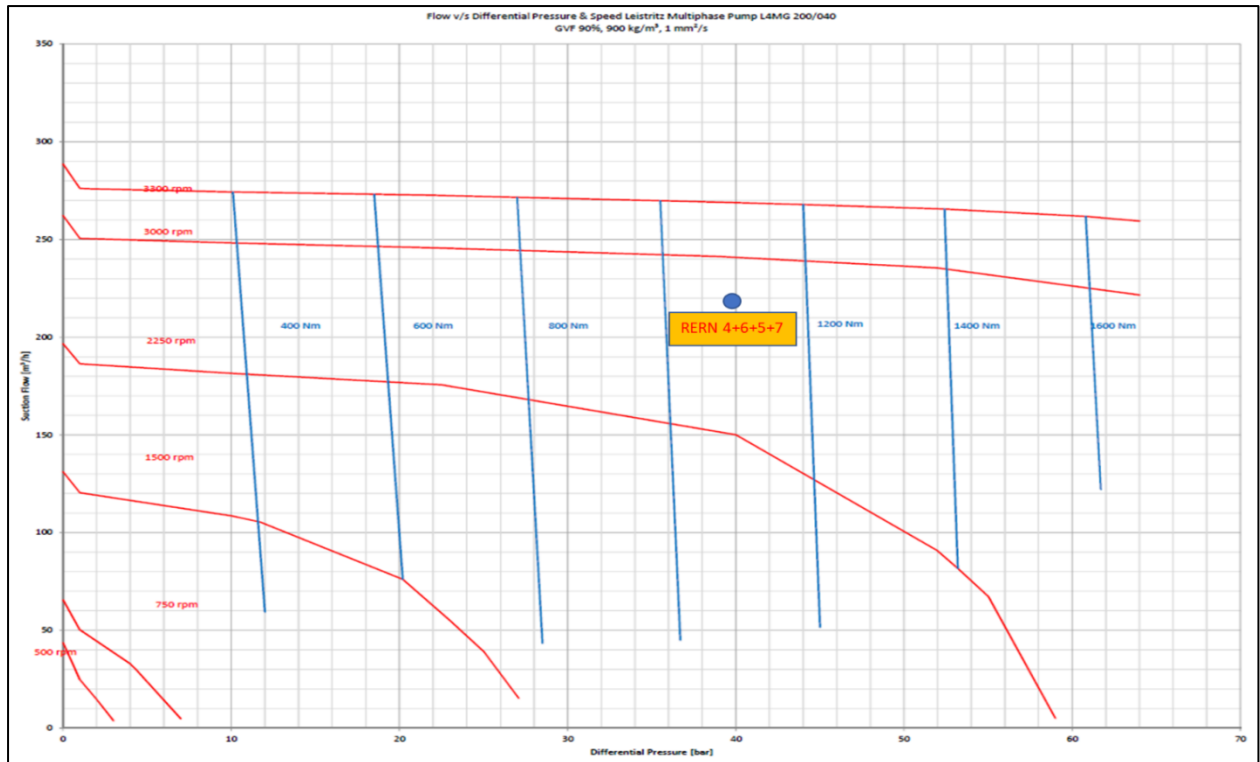


Figure 4.22 : Courbe de performance Pitch 40 avec toute la charge RERN

Comme nous voyons dans la **figure 4.22**, la pompe choisie peut gérer la charge du champ de RERN en cas de besoin.

Conclusion :

D'après l'étude de performance de la pompe ESP de puits RERN-4 avant et après l'endommagement et la modélisation de réseau de collecte MRERN vers MRAR l'installation de la pompe MPP est nécessaire afin d'optimiser la production de Champs RERN et remise en production le puits RERN-4.



**Conclusion
&
Recommandation**

Conclusion

L'étude des performances des puits ainsi l'utilisation de logiciel PROSPER nous permettant de déterminer les performances des puits et de faire un design de système artificiel lift.

GAP est un logiciel de modélisation et d'optimisation des réseaux multiphasiques. Il a été conçu pour créer des modèles intégrés permettant d'analyser le comportement du réseau multiphasique avec plusieurs puits (différents PVT) produisant dans un système de production commun, où pour analyser comment un puits affecte la production d'un autre par une contre pression (back pressure) souvent se cas se présente lors du raccordement de nouveaux puits.

Le but de notre travail était d'optimiser la production de champs RERN et de trouver une solution pour la remise en service du puits RERN-4.

Nous avons analysé les résultats dans ce travail en se basant sur l'utilisation des deux logiciels cité ci-dessus (PROSPER & GAP).

D'après cette étude et les résultats de simulation on peut conclure qui ce suit :

- ✓ RERN-4 est un puits producteur d'huile équipé d'une pompe ESP afin d'aider le puits à produire dans les conditions de réseau de collecte.
- ✓ La pompe ESP de RERN-4 est endommagée, ce endommagement est confirmé par la simulation de facteur d'endommagement de la pompe (Pump Wear Factor).
- ✓ La modélisation de réseau de collecte des Puits vers M-RERN vers M-RAR nous permettre de confirmer le possibilité d'installé une pompe MPP au niveau de M-RERN afin de remise en service le puits RERN-4 et d'optimiser la production de champs RERN.
- ✓ La pompe MPP avec le pitch 40 peut répondre a notre besoin (diminution la pression d'aspiration afin de remise en service le puits RERN-4 et d'optimiser la production de champs RERN (tel que les puits RERN-6).
- ✓ La pompe MPP avec pitch 40 peut gérer la charge de champs RERN (RERN-5 & RERN-7 pour les futurs scenarios).

Recommandation

A la fin de notre étude nous proposons les recommandations suivantes pour les futurs travaux qui vont être effectués sur ce sujet :

- ✓ Monitoring des paramètres de la pompe ESP du puits RERN-4
- ✓ Le Work-Over de remplacement de la pompe ESP est recommander afin restaure la production total de puits RERN-4.
- ✓ Switcher la charger des puits RERN-5 ou RERN-7 vers l'aspiration de la pompe MPP qu'on va installer au niveau de RERN-M en cas d'endommagement des pompes ESP.

Bibliographies

- [*] Documents interne de GSE
- [1] Ppt Workshop MPP Milan, 29 juin 2010.
- [2] PIPESIM, help, PIPESIM Help, Rechercher: multiphase booster.
- [3] MPP Leistriz_ PRESENTATION, January2015, A.I.F.G.
- [4] Adding Multiphase Pumps To Gathering Systems Optimizes Artificial Lift By Sven Olsont, THE AMERICAN OIL &GAS REPORTER, June 2019.
- [5] Documentation PDF_MPP theory.
- [6] MULTIPHASE PRODUCTION SYSTEMS, 2014 Leistriz Advanced Technologies Corporation.
- [7] BENMIR Mounir – ELBAR Abdelkader, «Utilisation de l'aanalyse Nodale pour valider un modele Well Test », Université Kasdi Merbah Ouargla mémoire de Master, mai 2015.
- [8] <https://www.legarrec.com/entreprise/perde-de-charge/2024-03-17>